建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称：西江油田/惠州油田群海管铺设及调整井项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司深圳分公司

编制日期：2024 年 9 月

中华人民共和国生态环境部制

目　录

一、建设项目基本情况

建设项目名称	西江油田/惠州油田群海管铺设及调整井项目		
项目代码	[redacted]		
建设单位联系人	张美望	联系方式	[redacted]
建设地点	[redacted]		
地理坐标	XJ 24-3DPPB 平台：114 度 59 分 05.367 秒，21 度 20 分 55.923 秒 XJ 24-3FDD 平台：114 度 54 分 42.324 秒，21 度 22 分 44.823 秒 XJ 30-2FDD 平台：114 度 58 分 31.465 秒，21 度 16 分 17.619 秒 XJ 30-2DPPB 平台：114 度 58 分 43.692 秒，21 度 15 分 01.067 秒 XJ 23-1DPP 平台：114 度 42 分 59.932 秒，21 度 21 分 2.928 秒 HZ 32-5DPP 平台：115 度 18 分 56.200 秒，21 度 08 分 38.680 秒		
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）	调整井和平台改造利用原平台实施，新建海管新增用海 [redacted]
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	75.5 个月
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）中表 1 的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别，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	西江油田群位于[redacted]，自 1994 年开发投产，目前主要有 HZ25-8DPP 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ30-2FDD 平台、XJ23-1DPP 平台、1 艘浮式生产储油轮（海洋石油 115FPSO）以及相应海底管缆。惠州油田群位于[redacted] 自 1990 年开发投产，目		

前主要有 HZ21-1A 平台、HZ21-1B 平台、HZ26-1 平台、HZ32-2 平台、HZ32-3 平台、HZ19-3 平台、HZ19-2 平台、HZ25-3 平台、HZ32-5DPP 平台、1 艘浮式生产储油轮（南海奋进 FPSO）及相应海底管缆。

为稳定西江油田群持续高产稳产、完善注采井网以及减少惠州油田群碳排放，中海石油（中国）有限公司深圳分公司拟在 XJ23-1DPP 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ30-2FDD 平台、HZ32-5DPP 平台 5 个平台实施[redacted]口调整井，其中[redacted]口生产井（其中[redacted]口为同井注采工艺封存 CO_2 的生产井）、[redacted]口注水井；新建 1 条长度约[redacted]的 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台的[redacted]海底混输管道，并进行 HZ32-5DPP 平台和 XJ24-3DPPB 平台改造。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，本项目调整后产能不超过各平台原环评最高产能，生产水排放量不超过原环评批复量，[redacted]，[redacted]属于海洋油（气）开发及其附属工程，需编制环境影响报告表。

1. 与产业政策的符合性

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。

2. 与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》，我国专属经济区和大陆架及其它管辖海域划分为重点开发区域和限制开发区域。重点开发区域包括资源勘探开发区、重点边远岛礁及其周边海域。

本项目位于[redacted]，属于全国海洋主体功能区规划“专属经济区和大陆架及其他管辖海域”中的重点开发区域，本项目作为油气资源勘探开发及其附属工程，与该区域开发原则中“加快推进资源勘探与评估，加强深海开采技术研发和成套装备能力建设；选择油气资源开采前景较好的海域，稳妥开展勘探、开采工作；加快开发研制深海及远程开采储运成套装备”等要求相符合。本项目符合《全国海洋主体功能区规划》要求。

3. 与《广东省海洋主体功能区规划》符合性分析

本项目与《广东省海洋主体功能区规划》的位置示意图见附图 2。

本项目位于广东省海洋主体功能区规划范围之外，[redacted]。施工期和运营期均不会对广东省海洋主体功能区规划产生不

	利影响。 4. 与《广东省国土空间规划（2021—2035 年）》符合性分析 根据《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目不涉及城镇开发边界、永久基本农田保护红线及生态保护红线，本项目所处海域位于广东省海洋生态保护红线之外，[redacted]，见附图 3，[redacted]，见附图 4。施工期和运营期均不会对广东省海洋生态红线产生不利影响。 5. 与“三线一单”符合性分析 根据《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》，本工程位于管控方案划定范围之外，[redacted]，详见附图 5。 本工程严格执行环境污染防治措施及生态保护措施，建设阶段对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复。同时，本工程制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源。因此，本项目与《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》要求不冲突。 6. 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。建设单位通过增殖放流修复海洋生态环境。同时油气田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。本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。

二、建设内容

<table>
<tr><td>地理位置</td><td>西江油田群位于[redacted]
惠州油田群位于[redacted]
本项目地理位置图见附图 1，西江油田群和惠州油田群位置关系图见附图 8。</td></tr>
<tr><td>项目组成及规模</td><td>一、工程现状
1．已建油田工程设施
西江油田群已开发的油田包括西江 23-1 油田、西江 24-3 油田、西江 30-2 油田以及惠州 25-8 油田，主要工程设施包括 HZ25-8DPP 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ30-2FDD 平台、XJ23-1DPP 平台、1 艘浮式生产储油轮（海洋石油 115FPSO）以及相应海底管缆。目前 XJ30-2DPPB 平台在建，预计[redacted]。
惠州油田群已开发的油田包括惠州 21-1 油田、惠州 26-1 油田、惠州 32-2 油田、惠州 32-3 油田、惠州 19-3 油田、惠州 19-2 油田、惠州 19-1 油田、惠州 25-4 油田、惠州 21-1 气田、惠州 25-3 油田、惠州 25-1 油田、惠州 32-5 油田以及惠州 33-1 油田，主要工程设施包括 HZ21-1A 平台、HZ21-1B 平台、HZ26-1 平台、HZ32-2 平台、HZ32-3 平台、HZ19-3 平台、HZ19-2 平台、HZ25-3 平台、HZ32-5DPP 平台、1 艘浮式生产储油轮（南海奋进 FPSO）及相应海底管缆。
本次管道铺设、调整井工程以及平台改造相关或依托的西江油田群 XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台、XJ30-2DPPB 平台、海洋石油 115FPSO 和惠州油田群的 HZ32-5DPP 平台和南海奋进 FPSO，主要设施情况见表 2- 1。
表 2- 1 本项目涉及平台及依托设施组成表
<table>
<tr><th>工程</th><th>设施</th><th>设施描述</th></tr>
<tr><td rowspan="2">调整井所在平台现有工程</td><td>XJ30-2FDD 平台</td><td>8 腿导管架钢结构平台，设有计量分离器、主发电机、生产水处理系统、生活污水处理系统、平台钻机设备等设施，生活楼定员 150 人。平台上设有 30 个井槽，现有 30 口井，均为生产井。</td></tr>
<tr><td>XJ24-3DPPB 平台</td><td>8 腿导管架钢结构平台，平台设施包括模块钻机、油气水处理系统、生活污水处理系统、电站、148 人生活楼及公用系统等设施。平台上设有 16 个井槽，现有 16 口井，均为生产井。</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

	XJ24-3FDD 平台	8 腿导管架钢结构平台，设有计量分离器、生产水处理系统、生活污水处理系统、平台钻机设备、主发电机等设施，生活楼定员 150 人。[redacted]
	XJ23-1DPP 平台	8 腿导管架钢结构钻采平台；设有原油处理设施、生产水处理设施、生活污水处理系统、辅助生产和公用系统等设施，生活楼定员 130 人。[redacted]
	HZ32-5DPP 平台	是一座 4 腿钢结构导管架钻采平台，具有原油处理系统、天然气脱水系统和生产水处理系统和 80 人生活楼。[redacted]
依托工程	XJ30-2DPPB 平台	XJ30-2DPPB 平台是一座 8 腿导管架钻采平台。[redacted] 平台设有 120 人生活楼及直升机甲板、原油发电机组、油气水分离系统、生产水处理系统、燃料油处理系统、外输设施、火炬系统、海水系统、生活污水处理系统、闭式排放系统和开式排放系统等公用设施。生产水处理系统设计处理能力[redacted]，生活污水处理系统设计处理能力为[redacted]
	海洋石油 115FPSO	[redacted]级浮式生产储油轮；设有油气水处理系统、合格原油储存系统、含油生产水处理系统、生活污水处理系统等设施，生活楼定员为 120 人。接收、处理、储存西江油田群及惠州油田群部分平台的流体，合格原油进入货油舱储存，分离出的伴生气进入火炬系统，分离出的生产水处理达标后排海。原油处理设计能力为[redacted] 生产水处理设计能力为[redacted]
	南海奋进 FPSO	[redacted]浮式生产储油轮，设有工艺处理系统、合格原油储存系统、生产水处理系统、燃料气系统、火炬系统、发电机系统以及其它常规公用系统（包括化学药剂注入系统、闭式排放系统、开式排放系统、海水供应系统、淡水供应系统、安全救生系统、消防系统、生活污水处理系统等）。原油设计处理能力为[redacted]，天然气设计处理能力为[redacted] 生产水设计处理能力为[redacted]
	海底管道	XJ30-2FDD 至 XJ24-3FDD 海底混输管道，长度为[redacted] XJ30-2DPPB 至 HZ25-8DPP 海底混输管道，长度为[redacted] HZ25-8DPP 至 XJ24-3DPPB 的海底混输管道，长度为[redacted] XJ24-3DPPB 至 XJ24-3FDD 的海底混输管道，长度为[redacted] XJ24-3FDD 至 XJ23-1DPP 的海底混输管道，长度为[redacted] XJ23-1DPP 至海洋石油 115FPSO 海底混输管道，长度为[redacted] HZ32-5DPP 至南海奋进 FPSO 海底混输管道，长度为[redacted]

2．环保工程

本项目 XJ30-2FDD 平台、XJ30-2DPPB 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台和 HZ32-5DPP 平台现有环保设施详表 2- 2。

表 2- 2 本项目所在平台主要环保设施一览表

设施名称	主要环保设施	设施处理能力（m^3 /d）	数量	运行状况
XJ30-2FDD 平台	生产水处理系统（斜板隔油器+紧凑式气浮装置）	[redacted]	1 套	正常
	生活污水处理装置（电解法）		1 套	正常

XJ30-2DPPB 平台	生产水处理系统（水力旋流器+聚结脱气除油罐）	[redacted]	1 套	在建
	生活污水处理装置（电解+生化）		1 套	在建
XJ24-3DPPB 平台	生产水处理系统（水力旋流器+紧凑式气体浮选机）		1 套	正常
	生活污水处理装置（生化+电解法）		1 套	正常
XJ24-3FDD 平台	生产水处理系统(波纹板分离器+紧凑式气浮装置)		1 套	正常
	生活污水处理装置（电解法）		1 套	正常
XJ23-1DPP 平台	生产水处理系统(撇油罐+水力旋流器)		1 套	正常
	生活污水处理装置（生物降解法）		1 套	正常
HZ32-5DPP 平台	生产水处理系统（水力旋流器+立式旋流气浮+高效聚结除油器（CFC））		1 套	正常
	生活污水处理装置（电解+生化）		1 套	正常

3．物流集输工艺现状

(1) 现有物流集输系统

本次调整井属于西江油田群和惠州油田群（西江油田群和惠州油田群也统称“惠西油田群”），海洋石油 115FPSO 已于 2024 年 2 月 28 日坞修完成后返回与南海奋进 FPSO 共同服役于惠西油田群。

XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台的物流，在各自平台进行分离处理后，最终进入海洋石油 115FPSO 进行处理、储存和外输。HZ32-5DPP 平台的物流分离处理后进入南海奋进 FPSO 进行处理、储存和外输，惠西油田群整体物流可能根据实际生产情况进行调整。

本项目涉及平台具体物流走向如下表述：

1) XJ30-2FDD 平台收集和处理来自 XJ30-2FDD 平台的生产物流，分离出的含水原油输送至 XJ24-3FDD 平台进一步处理，在 XJ23-1DPP 平台越站后进入海洋石油 115FPSO 进行处理、储存和外输。

2) XJ30-2DPPB 平台收集和处理来自 XJ30-2FDPPB 平台所产的生产物流，处理后分离出的含水原油一部分于 HZ25-8DPP 平台后越站外输，最终经已建海底管道输往海洋石油 115FPSO 进行处理、储存和外输，另一部分送往燃料油系统处理后用于发电。

在西江油田群高峰生产期间（2024~2027 年）XJ30-2DPPB 平台所产物流在平台上处理后输往 HZ25-8DPP 平台，反越站反输至 HZ32-5DPP 平台，最终输往南海奋进 FPSO 进一步处理。

3) XJ24-3DPPB 平台收集和处理来自 XJ24-3DPPB 平台的生产物流，并对来自 HZ19-2 的物流进一步处理后，含水[redacted]原油混合物流输送至 XJ24-3FDD 平台，在 XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台越站之后，最终进入海洋石油 115FPSO 进行处理、储存和外输。

4) XJ24-3FDD 平台收集和处理来自 XJ24-3FDD 平台的生产物流，并对来自

XJ30-2FDD 平台的物流进一步处理后，含水[redacted]的原油混合物流输送至 XJ23-1DPP 平台，在 XJ23-1DPP 平台越站之后，最终进入海洋石油 115FPSO 进行处理、储存和外输。

5) XJ23-1DPP 平台收集和处理 XJ23-1DPP 平台的生产物流，处理后含水原油进入海洋石油 115FPSO 进行处理、储存和外输。

6) HZ32-5DPP 平台收集和处理 HZ32-5DPP 平台的生产物流以及来自 HZ26-1 平台的含水原油，分离出的含水原油进入南海奋进 FPSO 进行处理、储存和外输。根据生产实际情况，物流可调整输送至 HZ25-8 平台。

(2) 在建工程情况

XJ30-2DPPB 平台为已批在建平台，主要在建的工程内容包括 XJ30-2DPPB 平台至 HZ25-8DPP 平台海底混输管道、XJ30-2DPPB 平台至 HZ25-8DPP 平台海底电缆，属于《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目环境影响报告书》批复建设的工程内容，于 2023 年 6 月 12 日取得环评批复（环审〔2023〕51 号），预计 2024 年 9 月底可完成建设。

(3) 西江油田群高峰生产期间（2024~2027 年）XJ30-2DPPB 平台物流状况

根据《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目变更环境影响专题评估报告》（2024 年 7 月，编制单位：中海油研究总院有限责任公司）：西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目预计于 2024 年 9 月底投产，西江 24 区和惠州 25-8 油田综合调整项目于 2025 年相继投产，预计西江油田群在 2024 年~2027 年进入高峰生产期，在高峰生产期间，XJ23-1DPP 平台至海洋石油 115FPSO 海底混输管道及 XJ24-3FDD 平台至 XJ23-1DPP 平台混输海管的操作压力将持续增大，超出海管原设计方式。为满足安全生产需求，计划重新铺设 XJ23-1DPP 平台至海洋石油 115FPSO 混输海管（已另行评价，不包括在本环评中），目前正在编制环评，预计 2025 年铺设完成，以满足西江 24 区和惠州 25-8 油田综合调整项目物流输送至海洋石油 115FPSO。同时为降低 XJ24-3FDD 平台至 XJ23-1DPP 平台混输海管的运营风险，计划在油田群高峰生产年期间（2024 年~2027 年）将 XJ30-2 油田西江 30-1 区所产物流在 XJ30-2DPPB 平台进行一级处理后，分离出的含水原油经 XJ30-2DPPB 平台至 HZ25-8DPP 平台海底混输管道输送至已建 HZ25-8DPP 平台后反越站反输至 HZ32-5DPP 平台，与 HZ32-5DPP 平台、HZ26-1DPP 平台物流混合后，经 HZ32-5DPP 平台至南海奋进 FPSO 海底混输管道输往南海奋进 FPSO 进一步处理，高峰生产年后 XJ30-2DPPB 平台物流走向于原环评报告中物流走向保持一致，继续输往海洋石油 115FPSO 进一步处理。

惠州油田群和西江油田群物流集输示意图见图 2- 1。高峰生产期物流集输示意图见图 2-2。

项目组成及规模	**图 2- 1 现有工程生产物流走向示意图** **图 2- 2 现有工程生产物流走向示意图（西江油田群高峰生产期间）**

项目组成及规模

二、本项目建设内容及规模

本项目于西江油田群和惠州油田群实施[redacted]口调整井，包括[redacted]口生产井和[redacted]口注水井。其中 XJ30-2FDD 平台实施[redacted]口调整井（生产井[redacted]口），XJ24-3DPPB 平台实施[redacted]口调整井（生产井[redacted]口，注水井[redacted]口），XJ24-3FDD 平台实施[redacted]口调整井（生产井[redacted]口，注水井[redacted]口），XJ23-1DPP 平台实施[redacted]口调整井（生产井[redacted]口，注水井[redacted]口），HZ32-5DPP 平台实施[redacted]口调整井（生产井[redacted]口）；对 XJ24-3DPPB 平台和 HZ32-5DPP 平台进行适应性改造。同时临时封存 XJ30-2FDD 平台至 XJ24-3FDD 平台海底混输管道，新建 1 条长度[redacted]的 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台的[redacted]海底混输管道。

本项目具体对应的工程概况见表 2- 3。本项目地理位置图见附图 1。

表 2- 3 本项目对应的工程概况

油田	主体工程设施	投产时间	本项目工程概况
西江 30-2 油田	XJ30-2FDD 平台	1995 年	本次新增[redacted]口调整井，[redacted]口生产井采用老井侧钻；新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台的海底混输管道，同时临时封存 XJ30-2FDD 平台至 XJ24-3FDD 平台的海底混输管道
西江 24-3 油田西江 24-1 区/西江 24-3 油田西江 24-2 区	XJ24-3DPPB 平台	2014 年	本次新增[redacted]口调整井，[redacted]口生产井和[redacted]口注水井利用新增井槽新钻井，[redacted]口生产井老井侧钻，并进行平台适应性改造
西江 24-3 油田西江 24-3 区	XJ24-3FDD 平台	1994 年	本次新增[redacted]口调整井，[redacted]口生产井采用老井侧钻，[redacted]口注水井采用老井转注
西江 23-1 油田	XJ23-1DPP 平台	2008 年	本次新增[redacted]口调整井，[redacted]口生产井采用老井侧钻，[redacted]口注水井采用老井转注
惠州 32-5 油田/惠州 33-1 油田	HZ32-5DPP 平台	2018 年	本次将[redacted]口生产井调整为采用同井注采工艺封存富 CO_2 气体的生产井，并进行平台适应性改造

1．调整井方案

(1) 调整井情况及参数

1) XJ30-2FDD 平台部署[redacted]口调整井，均为生产井，均为老井侧钻。

2) XJ24-3DPPB 平台部署[redacted]口调整井，其中[redacted]口为生产井，[redacted]口采用老井侧钻，[redacted]口利用新增井槽新钻；[redacted]口为注水井，采用新增内挂井槽新钻。

3) XJ24-3FDD 平台部署[redacted]口调整井，[redacted]口为生产井，均为老井侧钻，另有[redacted]口注水井，为老井转注。

4) XJ23-1DPP 平台部署[redacted]口调整井，[redacted]口为生产井，均为老井侧钻，另有[redacted]口为注水井，均为老井转注。

5) HZ32-5DPP 平台部署[redacted]口调整井，为生产井，采用同井注采工艺封存富 CO_2 气体。

本项目调整井实施前后各平台井口统计表见下表。

表 2- 4 各平台调整前后井口统计表

平台	本项目调整前				本次调整工程			调整后		
	总井数	生产井	注水井	剩余井槽	总井数	生产井	注水井	总井数	生产井	注水井
XJ30-2FDD	[redacted]									
XJ24-3DPPB										
XJ24-3FDD										
XJ23-1DPP										
HZ32-5DPP										
合计										

备注：1、XJ24-3DPPB 有[redacted]口生产井采用新增内挂井槽新钻。
2、“*”HZ32-5DPP 的[redacted]口生产井调整为采用同井注采工艺封存 CO_2 的生产井。
3、“#”XJ23-1DPP 平台有[redacted]个井口先后分别侧钻两次，[redacted]个井口先侧钻后转为注水井，[redacted]个井口先注水后再进行侧钻，XJ23-1DPP 平台调整后井别取最后井口井别进行统计。

项目[redacted]口调整井，其中[redacted]口生产井（[redacted]口为采用同井注采工艺封存 $C0_2$ 的生产井），[redacted]口为注水井，调整井情况及参数见下表。

表 2- 5 拟建调整井前后基本情况

平台	调整前情况		本次调整内容及情况		
	井号	井别	调整方式	井号	井别
XJ30-2FDD	[redacted]				
XJ24-3DPPB					

		[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	XJ24-3FDD					
	XJ23-1DPP					

HZ32-5DPP	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

各平台拟建调整井井身结构见表 2- 6。

表 2- 6 拟建调整井井身结构

平台	井名	井眼直径（"）×井身长度（m）
XJ30-2FDD	[redacted]	[redacted]
XJ24-3DPPB	[redacted]	[redacted]

XJ24-3FDD	[redacted]	[redacted]
XJ23-1DPP	[redacted]	[redacted]

代表性井身结构示意图见图 2- 3、图 2- 4 和图 2- 5。

图 2- 3 侧钻水平井井身结构示意图（以[redacted]为例）

图 2- 4 侧钻分支水平井井身结构示意图（以[redacted]为例）

图 2- 5 新钻井井身结构示意图（以[redacted]为例）

(2) 钻井液体系

本项目共有[redacted]口井涉及钻井，其中[redacted]口（[redacted]）涉及采用非水基钻井液和水基钻井液进行钻井，其余[redacted]口调整井采用水基钻井液钻井。项目 HZ32-5DPP 平台的 A13H 采用同井注采工艺进行封存富 CO_2 气体，XJ24-3FDD 平台的[redacted]口注水井和 XJ23-1DPP 平台的[redacted]口注水井老井直接转注为注水井，均不进行钻井不使用钻井液。

本项目调整井工程根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系。其中一开 16″或 17-1/2″井眼利用海水般土浆体系钻进，12-1/4″井眼和 8-1/2″井眼拟采用水基钻井液体系，西江 24-3 油田西江 24-1 区垂深较深井根据实际情况拟采用高温水基钻开液体系。

非水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。非水基钻井液包括油基钻井液和合成基钻井液。合成基钻井液是以气质油为基础油的非水相钻井液，配制和维护与常规油基钻井液相同，它的可生物降解性使合成基钻井液具有较好的环境安全性。对于复杂地质条件下都能满足钻井工程的需要，特别适用于深水井、大斜度井、大位移井和水平井、密度窗口窄的高难度井钻进。

(3) 注水井回注工艺

本项目为提高油田采收率，在 XJ24-3 油田西江 24-2 区、西江 24-3 油田西江 24-3 区、西江 23-1 油田采用注水开发提供能量，分别新增[redacted]口注水井、[redacted]口注水井和[redacted]口注水井。本项目共 3 个平台涉及注水，XJ24-3DPPB 平台的[redacted]口注水井、XJ24-3FDD 平台的[redacted]口注水井和 XJ23-1DPP 平台的[redacted]口注水井注入水源种类均为地层水。

海上油田常用注水工艺技术多采用井下注水工艺和地面注水工艺等，井下注水工艺主要包括井下助流注水和井下自流注水等，地面注水工艺主要包括地面水处理流程及井下注水管柱。

(4) CO_2 封存工艺

HZ32-5DPP 平台涉及 CO_2 封存，HZ32-5-A13H 采用同井注采工艺，注气来源为 HZ32-5DPP 平台伴生气，该工艺主要包括伴生气膜法脱碳工艺流程（主要包括冷却器、压缩机、换热器、冷干机、气液分离器、电加热器、膜分离橇和压缩机橇等）及井下注气管柱。HZ32-5-A13H 生产层位是 ZJ130 油藏，产出流体进入电泵举升到地面，注入层位是 HJ630，地面分离出的富 CO_2 气体从 3/4 寸管线注入到咸水层（HJ630）。

生产分离器、原油缓冲罐和气浮选的放空线汇合后的伴生气经膜分离系统进行脱碳处理，将伴生气分离成富 CO_2 气体和净化气。净化气通过海管输送至南海奋进 FPSO 燃料供应。富 CO_2 气体（超临界相态）由压缩机增压至 18MPa 后回注地层进行埋存。

CO_2 封存系统设计规模如下：CO_2 日回注量：$1\times10^4 m^3/d$；井口注入压力： 18 MPa。CO_2

封存系统主要分为增压系统、预处理系统、膜分离系统和富 CO_2 气体注入系统，增压系统设计参数为：压力 6350KPaG，温度 40~45℃。预处理系统设计参数为：露点≤5℃，C5 及 C5+摩尔组成≤0.5%，温度 40~60℃。膜分离系统设计参数为：净化气 CO_2 含量达到 4.68%，压力 2290kPaG，通过海管输送至南海奋进 FPSO；膜渗透气 CO_2 含量约 70%，压力 50kPaG，去富 CO_2 气注入系统。富 CO_2 气体注入系统参数为：出口压力为 18MPaG，出口温度≤90℃。

图 2- 6 同井注采工艺示意图

表 2- 7 注气层位情况

油田名称	井号	井别	井型	注气层位	备注
惠州 32-5 油田/33-1 油田	A13H	生产井	水平井	HJ630	采用同井注采工艺

(5) 产能预测

西江油田群投产前后产能预测表 2- 8、表 2- 9、表 2- 10 和表 2- 11 所示。惠州油田群 HZ32-5DPP 平台的 CO_2 封存不涉及驱油，对后期油气开采方式无影响，且后续不会利用封存的 CO_2 进行油气开采，因此调整井实施前后惠州油田群产能预测不变。

表 2- 8 调整井投产前后 XJ30-2FDD 平台产能预测表

时间（年）	现有工程			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量								
	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									
时间	年产量								

（年）	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

备注：该平台产能包括西江 30-2 油田西江 30-2 区产能。

表 2- 9 调整井投产前后 XJ24-3DPPB 平台产能预测表

时间（年）	现有工程			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量								
	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									

2039	[redacted]								
2040									
时间（年）	年产量								
	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

备注：该平台产能包括西江 24-3 油田西江 24-1 区和西江 24-3 油田西江 24-2 区产能。

表 2- 10 调整井投产前后 XJ24-3FDD 平台产能预测表

时间（年）	现有工程			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量								
	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									

2038	[redacted]								
2039									
2040									
时间（年）	年产量								
	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

备注：该平台产能包括西江 24-3 油田西江 24-3 区产能。

表 2- 11 调整井投产前后 XJ23-1DPP 平台产能预测表

时间（年）	现有工程			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量								
	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									

2040	[redacted]								
时间（年）	年产量								
	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

备注：该平台产能包括西江 23-1 油田产能。

表 2- 12 调整井投产前后西江油田群产能预测表

时间（年）	现有工程			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量								
	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3	气 10^4m^3	油 m^3	水 m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									
时间	年产量								

（年）	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3	气 10^8m^3	油 10^4m^3	水 10^4m^3
2024	[redacted]								
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

与各平台原环评最高产能相比，本次调整井实施后产能不超过各平台原环评最高产能。详见表 2- 13。根据表 2- 15 可知，各设施生产水最大排放量未超出原环评批复量。

表 2- 13 本项目新增产能汇总表

平台	原环评最高产能			本项目投产后最高产能			新增产能		
	日产量								
	油 /m^3	气 /10^4m^3	水 /m^3	油 /m^3	气 /10^4m^3	水 /m^3	油 /m^3	气 /10^4m^3	水 /m^3
XJ30-2FDD	[redacted]								
XJ24-3DPPB									
XJ24-3FDD									
XJ23-1DPP									
总计							[redacted]		

平台	原环评最高产能			本项目投产后最高产能			新增产能		
	年产量								
	油 /10^4m^3	气 /10^4m^3	水 /10^4m^3	油 /10^4m^3	气 /10^4m^3	水 /10^4m^3	油 /10^4m^3	气 /10^4m^3	水 /10^4m^3
XJ30-2FDD	[redacted]								
XJ24-3DPPB									
XJ24-3FDD									
XJ23-1DPP									
总计							[redacted]		

备注：
XJ30-2FDD 平台、XJ24-3FDD 平台原环评最高产能来源于《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》（批复文号：环审〔2021〕109 号）；

XJ24-3DPPB 平台原环评最高产能来源于《惠州 25-8 油田/西江 24-3 油田西江 24-1 区联合开发项目环境影响报告书》（批复文号：国海环字〔2013〕274 号）；
XJ23-1DPP 平台原环评最高产能来源于《西江 24-3/30-2 油田接入“海洋石油 115 号”FPSO 工程环境影响报告书》（批复文号：国海环字〔2005〕240 号）。

(6) 生产水平衡分析

本次 XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台和 HZ32-5DPP 平台 5 个平台实施的[redacted]口调整井中有[redacted]口调整井涉及注水，为 XJ24-3FDD 平台的[redacted]口注水井、XJ24-3DPPB 平台的[redacted]口注水井和 XJ23-1DPP 平台的[redacted]口注水井，注水水源均为地层水，回注均不进入生产水处理流程。其回注情况见表 2- 14。

表 2- 14 本项目注水量剖面信息表（m³/d）

年份	XJ24-3DPPB 平台			XJ24-3FDD 平台			XJ23-1DPP 平台		
	注水需求	注水量	注水来源	注水需求	注水量	注水来源	回注需求	回注量	注水来源
2025	[redacted]		地层水	[redacted]		地层水	[redacted]		地层水
2026			地层水			地层水			地层水
2027			地层水			地层水			地层水
2028			地层水			地层水			地层水
2029			地层水			地层水			地层水
2030			地层水			地层水			地层水
2031			地层水			/			地层水
2032			地层水			/			地层水
2033			地层水			/			地层水
2034			地层水			/			地层水
2035			地层水			/			地层水
2036			地层水			/			地层水
2037			/			/			地层水

XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台、XJ30-2DPPB 平台（XJ30-2DPPB 平台于 2023 年 6 月 12 日取得环评批复，目前在建）均设生产水处理设施，部分生产水在各自平台处理达标后排放，其余生产水依托海洋石油 115FPSO 生产水处理设施处理达标后排放。

本项目投产后，生产水处理流程不变。根据建设单位提供资料，西江油田群水平衡见表 2- 15。高峰生产期间（2024-2027）XJ30-2DPPB 平台所产物流输往南海奋进 FPSO 进一步处理，其水平衡表见表 2- 16。

表 2- 15 本项目投产后西江油田群生产水平衡表（m³ /d）

年份	XJ30-2DPPB			HZ25-8DPP			XJ24-3DPPB			XJ30-2FDD		
	产水量	排放量	输送至 HYSY 115FPSO 量①	产水量	排放量	输送至 HYSY 115FPSO 量②	产水量	排放量	输送至 HYSY 115FPSO 量③	产水量	排放量	输送至 XJ30-2DPPB 量
2024	[redacted]											
2025												
2026												
2027												
2028												
2029												
2030												
2031												
2032												
2033												
2034												
2035												
批复排放指标												

年份	XJ24-3FDD			XJ23-1DPP			海洋石油 115FPSO		
	产水量	排放量	输送至 HYSY115FPSO 量④	产水量	排放量	输送至 HYSY115FPSO 量⑤	处理量⑥=①+②+③+④+⑤	排放量	/
2024	[redacted]								

2025	[redacted]										
2026											
2027											
2028											
2029											
2030											
2031											
2032											
2033											
2034											
2035											
批复排放指标											

备注：“*”XJ30-2FDD 平台所产物流 2024 年输送至 XJ24-3FDD 平台，2025 年新建管道完成后输送至 XJ30-2DPPB 平台。

项目组成及规模

表 2- 16 高峰生产期间 XJ30-2DPPB 平台水平衡表

日期	产水量（m³/d）	接收 XJ30-2FDD 水量（m³/d）	掺水量（m³/d）	平台外输水量（m³/d）		平台处理水量（m³/d）
				南海奋进 FPSO	海洋石油 115FPSO ①	
2024	[redacted]					
2025						
2026						
2027						

(7) 伴生气平衡分析

HZ32-5DPP 平台将伴生气进行膜法脱碳处理工艺处理，净化气通过 HZ32-5DPP 平台至南海奋进的油气混输海管输送至南海奋进 FPSO 用作燃料供应，分离出的富 CO_2 气体注入地层封存。CO_2 最大日回注量约为[redacted]惠州油田群 HZ32-5DPP 平台的伴生气平衡表见表 2- 17。

表 2- 17 HZ32-5DPP 平台伴生气平衡表

年份	平均日产气（$10^4Sm^3/d$）	伴生气回收装置处理量（$10^4Sm^3/d$）	海管外输至南海奋进 FPSO 作燃料供应（$10^4Sm^3/d$）	回注气量（富 CO_2 气体）（$10^4Sm^3/d$）	净化气排放量（$10^4Sm^3/d$）
2024	[redacted]				
2025					
2026					
2027					
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					

2．新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底混输管道

[redacted]

[redacted]

新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底混输管道为管径[redacted]的[redacted]钢管。新建海管参数如表 2- 18，海管规格如下表 2- 19，海管路由如图 2- 7。

表 2- 18 海管参数一览表

海管名称	XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底混输管道（新建海管）
管线长度	[redacted]
最高操作压力	
关断压力	
水击增压	
设计压力	
水压试验压力	
最高操作温度	
关断温度	
设计温度	
介质密度	

表 2- 19 新建管道规格一览表

	内管	外管
管道规格	[redacted]	[redacted]
钢材等级		
防腐层		
防腐层厚度		
防腐层密度		
钢管密度		
管径	[redacted]	
安装温度		
保温层厚度		
腐蚀裕量		
设计寿命		
配重层		
平管 I 型锚固件间隔/m		

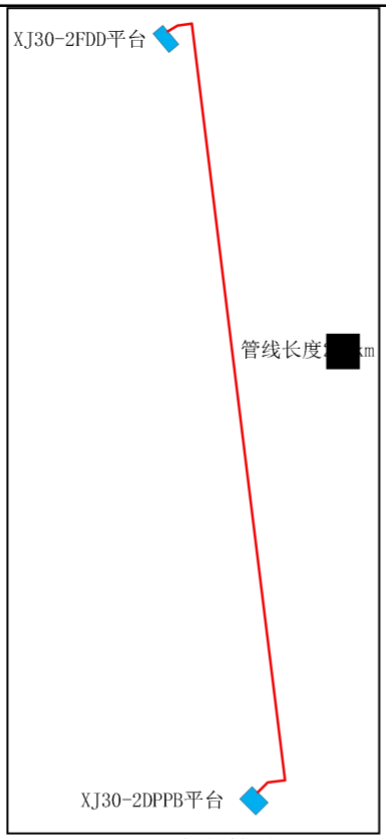

图 2- 7 新建海管路由图

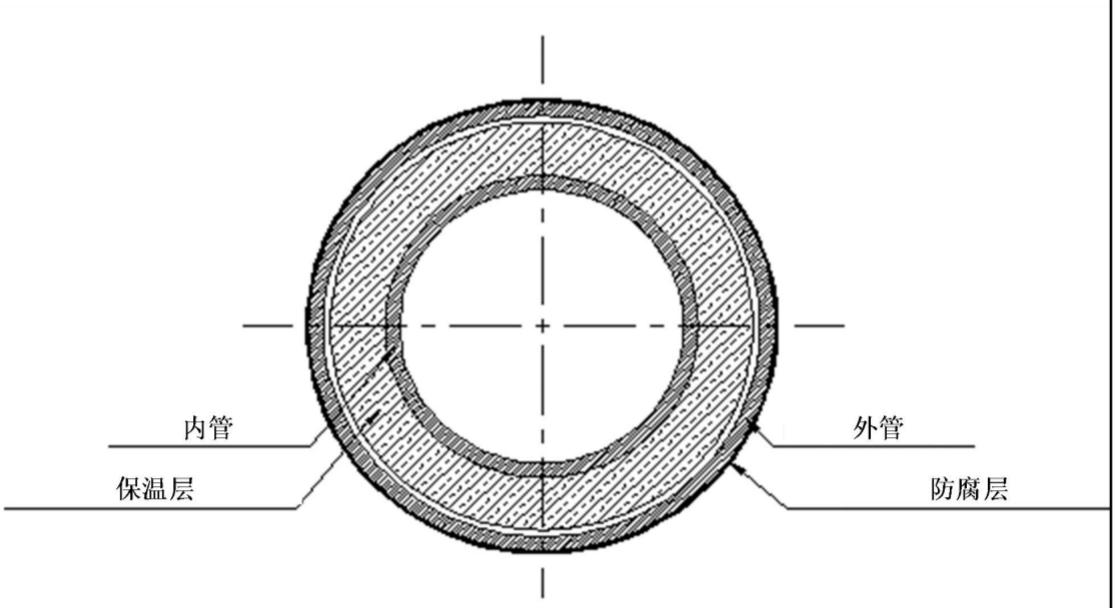

图 2- 8 新建海管结构图

为加强新建海管防腐，拟采用措施如下：

（1）海管及膨胀弯采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法

1）海底管道采用三层 PE 涂层系统，总厚度应不小于[redacted]。

2）海底管道采用铝基牺牲阳极进行阴极保护。

（2）管内防腐措施

鉴于原海管检测报告和实际腐蚀情况，采用碳钢+[redacted]腐蚀余量的内防腐方案。

（3）管道内腐蚀检测系统

为保证海底管道的安全，在海底混输管道出入口分别设置一套旁路式内腐蚀监测、检测装置，包括监测管段、旁通、腐蚀挂片、取样口和数据采集存储系统。

3．平台改造

本次平台适应性改造涉及 HZ32-5DPP 平台和 XJ24-3DPPB 平台，具体见表 2- 20。

表 2- 20 平台适应性改造内容

改造平台	改造内容
HZ32-5DPP 平台	①下层甲板南侧新增 1 块外扩甲板放置 CO_2 封存系统设备； ②中层甲板将南侧原灰土罐拆除并移至主甲板北侧，原灰土罐位置放置压缩机橇，新增 1 块外扩甲板放置 CO_2 封存系统设备； ③上层甲板新增 1 块外扩甲板，新增灰土罐。
XJ24-3DPPB 平台	①新增井槽套管及钻井路径干涉机构改造； ②新增蜘蛛甲板、新增井口操作甲板、水下井口导向槽及生产测试管汇； ③对干涉管线和中控电仪进行改造； ④延伸甲板及变频器、变压器等地面设备安装。

（1）HZ32-5DPP 平台改造

HZ32-5DPP 平台需要对上层甲板、中层甲板和下层甲板改造。

在下层甲板南侧放置雨淋阀组；南侧新增 1 块外扩甲板（大小为[redacted]）用于放置伴生气预处理橇、膜分离橇及富 CO_2 气压缩机橇。中层甲板拆除南侧原灰土罐，移至主甲板北侧，原灰土罐位置放置压缩机橇，除此以外，另新增外扩甲板 1 块（大小为[redacted]），用来放置压缩机冷却器橇及遮挡下层甲板新增设备。上层甲板北侧新增灰土罐，该甲板新增外扩甲板 1 块（大小为[redacted]）用以遮挡中层新扩甲板上设备。

平面布置详见附图 10。

（2）XJ24-3DPPB 平台改造

XJ24-3DPPB 平台新增井槽套管及钻井路径干涉机构改造，新增蜘蛛甲板、井口操作甲板、水下井口导向槽及生产测试管汇，对干涉管线改造以及中控电仪改造等。

4．物流走向

本项目物流走向分为西江油田群高峰生产期间（2024~2027 年）物流走向和高峰生产年后物流走向。

（1）高峰生产期间（2024~2027 年）：

XJ30-2FDD 平台所产物流不再输送至 XJ24-3FDD 平台，改为经新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底混输管道输送至 XJ30-2DPPB 平台。进站和 XJ30-2DPPB 平台所产物流经处理后由 XJ30-2DPPB 平台至 HZ25-8DPP 平台海底混输管道输送至 HZ25-8DPP 平台，在 HZ25-8DPP 平台经调节阀将物流分流，调节阀按流量进行分流，将等同于 XJ30-2DPPB 平台所产物流流量的物流输往南海奋进 FPSO 进一步处理，剩余物流输送输往海洋石油 115FPSO 进一步处理。

HZ32-5DPP 平台将平台原油处理时伴生气回收利用，净化气输送至南海奋进 FPSO 作为燃料供应，剩余净化气通过火炬系统燃烧排放，分离出的富 CO_2 气体注入地层封存。高峰生产期间物流见图 2- 9。

（2）高峰生产年后：

XJ30-2FDD 平台经新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底混输管道输送至 XJ30-2DPPB 平台，在 XJ30-2DPPB 平台进站处理后物流输送输往海洋石油 115FPSO 进一步处理。

HZ32-5DPP 平台将平台原油处理时伴生气回收利用，净化气输送至南海奋进 FPSO 作为燃料供应，剩余净化气通过火炬系统燃烧排放，分离出的富 CO_2 气体注入地层封存。

本工程高峰生产年后物流走向见图 2- 10。

	图 2- 9 本工程物流走向（高峰生产期间） **图 2- 10 本工程物流走向（高峰生产年后）**

5．依托可行性分析

（1）生活污水处理能力校核

本次调整井施工期间，施工人员生活污水依托各平台现有生活污水处理设施进行处理，相关生活污水处理能力见下表。根据校核，本项目施工期各平台的生活污水处理量在设计能力范围内，可以满足本次项目的处理要求。

表 2- 21 施工期生活污水处理能力依托可行性校核

平台	施工期最大作业人数（含平台固定生产人员）	平台生活污水处理装置最大处理能力及人数	备注	依托可行性
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	可行
				可行
				可行
				可行
				可行

（2）原油和天然气处理能力校核

根据校核，本项目实施后，各平台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- 22 处理能力校核

平台	项目	本项目投产后预测最大处理量	处理能力	平台设施处理能力校核结果
[redacted]	油（m^3/d）	[redacted]	[redacted]	满足
	气（m^3/d）			满足
	生产水（m^3/d）			满足
	油（m^3/d）			满足
	气（m^3/d）			满足
	生产水（m^3/d）			满足
	油（m^3/d）			满足
	气（m^3/d）			满足
	生产水（m^3/d）			满足
	油（m^3/d）			满足
	气（m^3/d）			满足

	生产水（m^3/d）	[redacted]	[redacted]	满足
[redacted]	油（m^3/d）			满足
	气（m^3/d）			满足
	生产水（m^3/d）			满足
	油（m^3/d）			满足
	生产水（m^3/d）			满足
	液（m^3/d）			满足
	油（m^3/d）			满足
	生产水（m^3/d）			满足
	液（m^3/d）			满足

南海奋进 FPSO 对高峰生产期间处理能力进行校核。

（3）管道输送能力校核

本工程物流走向涉及依托 6 条海管，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。

表 2- 23 依托混输海管输送能力校核

管道	设计压力 kPaA	设计温度 ℃	入口压力 kPaA	入口温度℃	依托可行性
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	可行
					可行
					可行
					可行
					可行
					可行

在西江油田群高峰生产期间（2024~2027 年）XJ30-2DPPB 平台物流在 HZ25-8 平台经调节阀按流量分流后部分物流输送至 HZ32-5DPP 平台，最后输送至南海奋进 FPSO 进一步处理。走向涉及依托 3 条海管，管道输送能力校核见下表。经校核，所有海管输送能力均可满足。

表 2- 24 高峰生产期间输送至南海奋进 FPSO 物流依托混输海管输送能力校核

管道	设计压力 kPaA	设计温度 ℃	入口压力 kPaA	入口温度 ℃	依托可行性
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	可行
					可行
					可行

（4）依托设施寿命校核

本工程依托平台、管道寿命校核见下表。建设单位将在海管和平台达到使用寿命前一年再次进行延寿评估，评估不通过则进行海管更换、平台改造。相关延寿文件见附件 6。

表 2- 25 依托平台、管道寿命校核

平台/管道	投产时间	设计年限（年）	到期年限	依托可行性
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行
				可行

总平面及现场布置

调整井工程平台井槽平面布置图分别见附图 9，平台改造平面图见附图 10，西江油田群和惠州油田群设施平面布置图见附图 8。

施工方案	一、施工方案 1．调整井施工方案 （1）钻完井设备和钻井方式 西江油田群 XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台和 XJ23-1DPP 平台均采用平台钻机进行钻完井作业。惠州油田群 HZ32-5DPP 平台不涉及钻井作业。 （2）新井槽调整井工程 XJ24-3DPPB 平台计划利用新增井槽新钻[redacted]口调整井（[redacted]）。调整井钻完井作业均采用平台模块钻机进行。拟计划采用打桩锤入 20″ 隔水导管，钻 16″ 井眼，下/固 13-3/8″ 表层套管，钻 12-1/4″ 井眼，下/固 9-5/8″ 套管，射孔完井，或者[redacted]的方式完成。 （3）老井侧钻调整井工程 除[redacted]口新增井槽新钻外，其余[redacted]口生产类的调整井利用老井侧钻，钻完井作业均采用平台模块钻机进行。侧钻调整井前，需对原井进行封井固井。封井主要步骤是：下入桥塞，桥塞下部挤注水泥，上部打水泥塞。固井工艺：下入桥塞到位后，用简易钻井液打通循环，固井泵泵注水泥浆至储层，水泥凝固后封固产层。 封井固井作业后进行老井侧钻作业，老井侧钻采用切割回收 9-5/8″ 套管，侧钻 12-1/4″ 井眼，下/固 9-5/8″ 套管，钻 8-1/2″ 井眼完钻，[redacted]完成；或者在原井 9-5/8 套管侧钻，侧钻 8-1/2″ 井眼，下/固 7″ 尾管，钻 6″ 井眼完钻，[redacted]完成。 原井弃井封堵作业执行石油天然气行业规范《海洋弃井作业规范》（SY/T6845-2011），和中国海洋石油集团公司企业标准《海洋石油弃井规范》（Q/HS2025-2020）。 （4）HZ32-5DPP 平台 CO_2 封存井下施工 HZ32-5-A13H 井下施工主要步骤为起甩原井生产管柱→刮管洗井→下入顶部封隔器→下堵塞器→垫砂→射 2 个工程孔→9-5/8"套管刮管洗井→下入桥塞、二次固井→钻塞冲砂→9-5/8"套管刮管洗井→TCP 射孔 HJ630 层，9-5/8"套管刮管洗井→冲砂，回收堵塞器→下防砂管柱→下入注采管柱→交井。 2．XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海管铺设施工方案 海管铺设施工顺序如下： （1）海管铺设前进行路由调查。 （2）对旧海管（XJ30-2FDD 平台至 XJ24-3FDD 平台海管）进行置换清洗，清洗返出液须满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求。清洗结束后，拆除膨胀弯头，并通过两端盲板对海管进行临时封存，海管临时搁置海底。 （3）铺设海管。采用铺管船进行铺设，直接将海底管道放置于海床上，不挖沟埋设。 （4）拆除旧膨胀弯。 （5）依次将膨胀弯进行安装，由潜水员进行法兰连接。

（6）安装法兰保护器，对连接点处的法兰进行保护。

（7）对膨胀弯安装水泥压块。

（8）在膨胀弯连接后对海管进行清管试压（试压设备布置在平台上）。

3．平台改造施工方案

（1）HZ32-5DPP 平台改造

HZ32-5DPP 平台计划安装新增的 CO_2 封存系统相关设备，主要新增伴生气预处理橇、膜分离橇及富 CO_2 气压缩机橇、压缩机冷却器橇、灰土罐。

（2）XJ24-3DPPB 平台改造

XJ24-3DPPB 平台改造主要涉及井口区结构改造、延伸甲板、新增房间、电仪改造、干涉管线改造和新增井口管线等。

4．工期安排

本项目工期详见表 2- 27。

表 2- 26 本项目工期安排

序号	类别	井数	预计施工时间~结束时间	作业天数（天）	作业人数（人）	备注
1	钻完井	XJ30-2FDD				
		[redacted]	2025/5~2034/7	694	70	/
		XJ24-3DPPB				
		[redacted]	2025/7~2029/3	333	70	/
		XJ24-3FDD				
		[redacted]	2024/12~2029/6	181	70	/
		XJ23-1DPP				
		[redacted]	2024/12~2037/6	794	70	/
2	老井转注	XJ23-1DPP				
		[redacted]	2025/1~2031/1	138	70	/
		XJ24-3FDD				
		[redacted]	2025/9~2025/10	23	70	/
3	海管铺设	海底管道铺设	2025 年	65	165	施工船数 6 条
4	HZ32-5DPP 平台改造及 CO_2 封存井下施工	HZ32-5-A13H	2024 年	38	54	/
合计				2266	639	/

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

一、现状资料来源

本次水质、海洋生态、生物质量、沉积物和渔业资源调查资料引自《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2023 年 6 月，批复文号：环审〔2023〕51 号），调查单位为国家海洋局南海调查技术中心。

1．水质、海洋生态、生物质量现状资料来源

调查时间：2022 年 11 月 11 日～18 日；

调查内容：海水水质、海洋生态、生物质量调查；

调查站位：共设置 51 个，包括水质站位 35 个，生物生态各 21 个，石油类和 COD 加密监测站位 16 个。具体见表 3- 1。

2．沉积物现状资料来源

调查时间：2021 年 5 月 21 日～5 月 26 日；

调查内容：沉积物调查；

调查站位：共设置沉积物站位 17 个。

3．渔业资源资料来源

调查时间：2022 年 9 月 30 日～10 月 8 日；

调查内容：游泳生物、鱼卵仔鱼；

调查站位：共设置 12 个。

二、调查概况

1．水质、海洋生态、生物质量现状站位

工程区域的水质、海洋生态、生物质量现状调查站位详见表 3- 1 及附图 10-1。

表 3- 1 海洋环境质量现状调查站位（水质、生物生态）

站号	经度 E	纬度 N	调查内容
P1	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P2			水质
*P3			水质、生物生态
P4			水质
P5			水质、生物生态
P6			水质
P7			水质、生物生态
P8			水质、生物生态
P9			水质、生物生态
P10			水质、生物生态
P11			水质
P12			水质、生物生态
P13			水质

*P14	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P15	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P16	[redacted]	[redacted]	水质
P17	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P18	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P19	[redacted]	[redacted]	水质
P20	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P21	[redacted]	[redacted]	水质
P24	[redacted]	[redacted]	水质
P25	[redacted]	[redacted]	水质
*P26	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P27	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P28	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P29	[redacted]	[redacted]	水质
P30	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P33	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P34	[redacted]	[redacted]	水质
*P35	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P36	[redacted]	[redacted]	水质
P37	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
P38	[redacted]	[redacted]	水质
P39	[redacted]	[redacted]	水质、生物生态
L1	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L2	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L3	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
*L4	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L5	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L6	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L7	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L8	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L9	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L10	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L11	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L12	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
*L13	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L14	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L15	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD
L16	[redacted]	[redacted]	表层石油类、COD

2．沉积物现状资料站位

工程区域的沉积物现状调查站位详见表3-2及附图10-2。

表 3- 2 海洋环境质量现状调查站位（沉积物）

站号	经度 E	纬度 N	调查内容
P1	[redacted]	[redacted]	沉积物
P2			沉积物
P3			沉积物
P5			沉积物
P7			沉积物
P8			沉积物
P10			沉积物
P11			沉积物
P13			沉积物
P17			沉积物
P18			沉积物
P19			沉积物
P21			沉积物
P22			沉积物
P24			沉积物
P26			沉积物
P28			沉积物

3．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- 3 及附图 10-3。

表 3- 3 渔业资源现状调查站位

站号	经度 E	纬度 N	调查内容
X1	[redacted]	[redacted]	鱼卵仔鱼、游泳生物
X2			鱼卵仔鱼、游泳生物
X3			鱼卵仔鱼、游泳生物
X4			鱼卵仔鱼、游泳生物
X5			鱼卵仔鱼、游泳生物
X6			鱼卵仔鱼、游泳生物
X7			鱼卵仔鱼、游泳生物
X8			鱼卵仔鱼、游泳生物
X9			鱼卵仔鱼、游泳生物
X10			鱼卵仔鱼、游泳生物
X11			鱼卵仔鱼、游泳生物
X12			鱼卵仔鱼、游泳生物

三、调查结果

1．海水水质调查结果

（1）评价因子

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

（2）评价标准

根据《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）和《海洋生物质量》（GB18421-2001），对照《广东国土空间规划》（2021-2035 年）中对各功能区水质、沉积物、生物质量管理目标要求，确定各调查站位水质、沉积物、生物质量评价执行标准情况。

本项目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

2022 年 11 月调查所有水质样品的 pH、化学需氧量、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共 13 项评价因子满足第一类海水水质标准。

调查海区海水溶解氧 100m 层有 10 个站位符合第二类海水水质标准；底层有 15 个站位符合第二类海水水质标准，其余站位满足一类海水水质标准。

调查海区海水铅表层有 1 个站位符合第二类海水水质标准；10m 层有 1 个站位符合第二类海水水质标准；50m 层有 4 个站位符合第二类海水水质标准；100m 层有 2 个站位符合第二类海水水质标准；底层有 3 个站位符合第二类海水水质标准，其余站位满足一类海水水质标准。

详细统计结果见表3-4。

表 3-4 海域海水各评价因子的站位统计

评价因子	层位	满足第一类海水水质标准	满足第二类海水水质标准
pH	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
溶解氧	表层	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
	10m 层	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
	50m 层	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
	100m 层	P6、P12~P13、P20、P35~P37	P14、P18、P19、P21、P27~P30、P38、P39（10 个）
	底层	P1~P11、P15~P17、P24~P25、P33~P36	P12~P14、P18~P21、P26~P30、P37~P39（15 个）
COD	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39、L1~L16	-
石油类	表层	P1~P21、P24~P30、P33~P39、L1~L16	-
无机氮	表层	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
活性磷酸盐	表层	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
汞	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
砷	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-

锌	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
镉	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
铅	表层	P1~P18、P20、P21、P24~P30、P33~P39	P19（1）
	10m 层	P1~P4、P6~P21、P24~P30、P33~P39	P5（1 个）
	50m 层	P1~P4、P6~P21、P24~P30、P33、P34、P38、P39	P4、P35~P37（4 个）
	100m 层	P6、P13~P14、P18~P21、P27~P30、P36~P39	P12、P35（2 个）
	底层	P1~P4、P6~P10、P13~P21、P24~P30、P33~P39	P5、P11、P12（3 个）
铜	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
总铬	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
硫化物	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-
挥发性酚	所有层次	P1~P21、P24~P30、P33~P39	-

2．海洋生态现状调查结果

与水质、生物质量现状调查同步，进行了叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和底栖生物海洋生态现状调查。

（1）叶绿素a

2022年11月调查海域各站表层叶绿素a浓度变化于（0.06~0.18）mg/m^3，平均值为0.12mg/m^3；10m层叶绿素a浓度变化于（0.06~0.14）mg/m^3，平均值为0.10mg/m^3；50m层叶绿素a浓度变化于（0.11~0.37）mg/m^3，平均值为0.21mg/m^3；100m层叶绿素a浓度变化于（0.04~0.07）mg/m^3，平均值为0.05mg/m^3；各站底层叶绿素a质量浓度变化于（0.01~0.13）mg/m^3，平均值为0.05mg/m^3。各站位叶绿素a均值范围为（0.08~0.17）mg/m^3，本次调查各站位叶绿素a均处于贫营养水平。

（2）初级生产力

调查海域各初级生产力范围为（70.92~171.24）mg·C/（m^2·d），平均为105.18mg·C/（m^2·d）。海区总体初级生产力处于低水平。

（3）浮游植物

1）种类组成

调查海域共出现浮游植物203种。硅藻种类为40属126种，占总种数62.1%；甲藻有11属71种，占总种数35.0%；金藻2属2种，蓝藻2属4种。

2）个体数量分布

调查海域浮游植物密度变化范围在（0.35~23.68）×10^{5}个/m^{3}之间，平均密度为5.38×10^{5}个/m^3。

3）优势种

调查海区浮游植物优势种有短叉角毛藻、窄隙角毛藻、伏氏海毛藻、大西洋角毛藻骨架

变种、透明辐杆藻、菱形海线藻、短孢角毛藻、柔弱拟菱形藻、长海毛藻、丹麦细柱藻、异角角毛藻11种，优势度分别为0.122、0.122、0.068、0.056、0.044、0.042、0.036、0.033、0.030、0.026和0.024。

4）种类多样性、均匀度和丰富度

调查浮游植物样品的多样性指数（H′）在2.42~4.73之间波动，平均值为3.83；均匀度（J）在0.43~0.80之间波动，平均值为0.63；丰富度（d）在2.92~4.72之间波动，平均值为3.77。

总体上调查海区浮游植物多样性和均匀度处于较高水平，显示调查海区浮游植物群落组成较稳定，海区水质环境良好。

（4）浮游动物

1) 种类组成

调查该海域共鉴定终生浮游动物 290 种和 15 类阶段性浮游幼体。各类群中以桡足类种类最多，有 101 种，占总种数（含阶段性浮游幼体）的 33.1%；其次为刺胞动物，为 57 种，占 18.7%；端足类、被囊类、翼足类和毛颚类的种类分别为 35 种、23 种、14 种和 14 种；其余类群种类数较少，介于 1~9 种。

2）生物量和密度分布

调查浮游动物生物量变化范围在（35.55~120.88）mg/m^{3}之间，平均为 66.34mg/m^3。浮游动物的平均密度为 108.13 个/m^3，变化范围为（51.07~175.66）个/m^3。

3）优势种

调查浮游动物占优势的种类为彩额锚哲水蚤、微驼隆哲水蚤、邦海樽、达氏宇哲水蚤、半口壮丽水母、微刺哲水蚤、后圆真浮萤、真刺水蚤属一种、双尾萨利亚纽鳃樽、弓角基齿哲水蚤、齿形海萤、普通波水蚤、异尾宽水蚤和肥胖软箭虫，其优势度指数在 0.02~0.09 之间。

4）种类多样性指数、均匀度和丰富度

调查海域浮游动物的种类多样性指数（H′）在 4.52~5.72 之间，平均值为 5.11；均匀度（J）在 0.68~0.85，平均值为 0.78；丰富度（d）指数在 11.55~18.15 之间，平均值为 14.06。

从各项群落指数来看，调查海区浮游动物种类丰富，浮游动物的种类多样性指数、均匀度和丰富度处于较高的水平，群落结构稳定性较好。

（5）底栖生物

1) 种类组成

调查共鉴定底栖生物 162 种（类），其中节肢动物种类最多，有 57 种，占总种类数的 35.2 %；软体动物有 37 种，占总种类数的 22.8%。底栖生物种类组成以亚热带-热带大洋暖水性广布种类为主。

2) 生物量和密度

海域底栖生物生物量变化范围在（0.19~20.66）g/m^2，平均值为 3.56 g/m^2。密度变化范

围在（5~45）个/m²之间，平均为 17.4 个/m²。

3) 优势种

调查底栖生物优势种为银光梭子蟹、羊舌鲆、六突拟对虾、鳄齿鱼和鼓虾。

4) 种类多样性指数、均匀度和丰富度

调查海域底栖生物样品的多样性指数（H′）在 2.81~4.34 之间波动，平均值为 3.49；均匀度（J）在 0.71~0.96 之间波动，平均值为 0.84；丰富度（d）在 2.03~4.20 之间波动，平均值为 3.05；调查海域生物底栖种类多样性水平较高，分布较均匀，种类丰富度高，未发现调查区的底栖生物群落存在明显退化情况。

3．生物质量调查结果

（1）评价因子

生物质量调查鉴定出甲壳类和鱼类共 23 个生物样品；监测其体内总汞、镉、铅、铜、砷、锌、铬、石油烃的含量。

（2）评价标准

甲壳类、软体类（螺类和头足类）和鱼类生物体内污染物质（除石油烃、总铬和砷外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，生物体内（除甲壳类）的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。

（3）评价结果

调查所采集的海洋生物体中，鱼类和甲壳类 23 份样品的各项评价因子的单项标准指数值均小于 1，符合生物质量标准要求，总体而言，调查海域底栖生物质量状况较稳定，各污染物含量处于较低水平，生物质量状况良好。

4．沉积物调查结果

(1) 评价因子

调查海洋沉积物评价因子为汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳共 10 项。

(2) 评价标准

海洋沉积物采用不劣于现状的沉积物标准，评价首先采用《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类海洋沉积物质量标准，对不符合第一类海洋沉积物标准的评价因子采用第二类、第三类标准。

(3) 评价结果

调查海域沉积物中石油类、铜、铅、镉、铬、锌、汞、砷、硫化物和有机碳均符合沉积物一类评价标准，沉积物质量良好。

5．渔业资源调查结果

（1）鱼卵、仔稚鱼

调查共鉴定出 32 个种类，隶属于 18 目 31 科。

调查水平拖网调查共采到鱼卵 974 粒，仔鱼 138 尾。鱼卵平均密度为 0.519 粒/m^3，鱼卵密度变化范围在（0.114 ~1.397）粒/m^3。仔鱼在 12 个监测站中 10 个站有出现，出现率为 83.33%，仔鱼的平均密度为 0.0775 尾/m^3。

调查垂直拖网共采到鱼卵 38 粒，仔鱼 39 尾。鱼卵平均密度为 0.237 粒/m^3，鱼卵密度变化范围在（0.0~0.625）粒/m^3。仔鱼的平均密度为 0.231 尾/m^3。

（2）鱼类

调查结果表明，鱼类游泳生物共有 139 种。优势种为叉斑狗母鱼、深水金线鱼和圆鳞发光鲷等。

鱼类总重量渔获率为 1254.71kg/h，平均重量渔获率为 104.56kg/h，最小重量渔获率为 45.95kg/h，最大为 200.96kg/h；总数量渔获率为 87986 尾/h，尾数平均渔获率为 7332 尾/h，最小尾数渔获率 2387 尾/h，最大为 16666 尾/h。

鱼类重量密度范围为（614.77~2688.57）kg/km^2，平均重量资源密度为 1398.86kg/km^2，尾数资源密度范围为（31935~222971）尾/km^2，平均 98096 尾/km^2。成体重量资源密度 999.44kg/km^2，成体尾数资源密度为 69340 尾/km^2；幼鱼平均体重为 13.89g/ind，幼体重量资源密度 399.42kg/km^2，幼体尾数资源密度 28755 尾/km^2。

2022 年 9 月调查中幼鱼的尾数占总尾数（7332 尾/h）的 29.31%，为 2149 尾/h。

（3）头足类

调查头足类有 18 种。头足类的优势种剑尖枪乌贼和中国枪乌贼占绝对优势。

头足类平均重量渔获率为 21.74kg/h，最小重量渔获率为 5.91kg/h，最大为 49kg/h；尾数平均渔获率为 1338.5 尾/h，最小尾数渔获率为 247 尾/h，最大为 3836 尾/h。

头足类重量密度范围为（79.10~655.53）kg/km^2，平均重量资源密度为 290.85kg/km^2；尾数资源密度范围为（3305~51321）尾/km^2，平均 17908 尾/km^2。根据幼体比例计算（56.44%），成体重量资源密度 127.2kg/km^2，成体尾数资源密度为 7800 尾/km^2；幼体平均体重 16.19g/ind，幼体重量资源密度 163.65kg/km^2，幼体尾数资源密度 10107 尾/km^2。

（4）甲壳类

调查甲壳类有 21 种，其中，虾类有 4 科 6 种。蟹类 5 科 12 种，虾蛄类有 2 科 3 种。甲壳类优势种为假长缝拟对虾和武士蟳等。

渔获率变化范围为 2.22~8.16kg/h，平均为 4.15kg/h；尾数渔获率变化范围为 13~663 尾/h，平均 169 尾/h。

2022 年 9 月调查评价区内甲壳类重量密度范围为（29.73~109.2）kg/km^2，平均重量资源密度为 55.54kg/km^2；尾数资源密度范围为（174~8870）尾/km^2，平均 2254 尾/km^2。其中，幼体的平均重量和尾数资源密度分别为 15.1kg/km^2 和 1187 尾/km^2；成体平均重量和尾数资源密度分别为 40.44kg/km^2 和 1067 尾/km^2，在甲壳类的各类群中，以蟹类的资源密度最多，

为 44.40kg/km²；其次为虾类，资源密度为 7.16kg/km²；虾蛄类只是在个别站位出现，资源密度为 3.98kg/km²。其中，虾类幼体的平均尾数资源密度为 682 尾/km²，成体的平均重量资源密度为 5.19kg/km²；蟹类幼体的平均尾数资源密度为 335 尾/km²，成体的平均重量资源密度为 32.58kg/km²；虾蛄类幼体的平均尾数资源密度为 170 尾/km²，成体的平均重量资源密度为 2.68kg/km²。

调查渔业资源渔获重量变化范围为（54.33~238.95）kg/h，平均为 130.45kg/h；渔获数量变化范围为（3368~17771）尾/h，平均为 8839 尾/h。秋季渔业资源资源密度变化范围为（726.88~3196.83）kg/km²，平均为 1745.26kg/km²，资源尾数密度变化范围为（45060~237754）尾/km²，平均为 118257 尾/km²。

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

一、相关工程环保手续执行情况

表 3- 4 与本项目相关的环评及批复情况

建设项目环评文件	主要建设内容	本工程相关工程设施	环评批复	竣工验收
《中华人民共和国珠江口盆地 15/11 合同区西江 24-3 油田环境影响报告》	1）XJ30-2FDD 平台、XJ24-3FDD 平台、单点系泊装置（SPM）、“开拓号”FPSO； 2）两条混输管道：XJ24-3FDD 至“开拓号”FPSO、XJ30-2FDD 至“开拓号”FPSO。	XJ30-2FDD 平台、XJ24-3FDD 平台	[redacted]	[redacted]
《西江 23-1 油田开发工程环境影响报告书》	1）XJ23-1DPP 平台、海洋石油 115FPSO、1 套内转塔单点系泊系统； 2）1 条混输管道和海底电缆各 1 条：XJ23-1DPP 至海洋石油 115FPSO。	XJ23-1DPP 、XJ23-1DPP 至海洋石油 115FPSO 混输管道	[redacted]	[redacted]
《西江 24-3/30-2 油田接入“海洋石油 115 号”FPSO 工程环境影响报告书》	1）移除“开拓号”FPSO 2）1 条海底管道：XJ24-3FDD 平台至 XJ23-1DPP 平台，将西江 24-3/30-2 油田含水原油输往海洋石油 115FPSO 处理	XJ24-3FDD 平台至 XJ23-1DPP 平台混输管道；海洋石油 115FPSO	[redacted]	[redacted]
《惠州 25-8 油田/西江 24-3 油田西江 24-1 区联合开发项目环境影响报告书》	1）HZ25-8DPP 平台和 XJ24-3DPPB 平台； 2）两条混输管道：HZ25-8DPP 平台与 XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3DPPB 平台至 XJ24-3FDD 平台； 3）1 条海底电缆：HZ25-8 DPP 平台至 XJ24-3 DPPB 平台	XJ24-3DPPB 平台；HZ25-8DPP 平台至 XJ24-3DPPB 平台混输管道、XJ24-3DPPB 平台至 XJ24-3FDD 平台混输管道	[redacted]	[redacted]

	4）“海洋石油 115 号”FPSO 和 XJ24-3FDD 进行适应性改造。			
《惠州 32-5 油田综合调整/惠州 33-1 油田联合开发项目环境影响报告书》	1）HZ32-5DPP 平台； 2）1 条海底管道：HZ32-5DPP 至 HZ25-8DPP 3）1 条海底电缆：HZ26-1 至 HZ32-5DPP 4）对 HZ25-8DPP 、HZ26-1、HZ32-2、海洋石油 115FPSO 进行适应性改造。	HZ32-5DPP 平台	[redacted]	[redacted]
《海洋石油 115/南海奋进坞修替代项目环境影响报告书》	1）水下系泊系统南海奋进 FPSO 就位； 2）1 条混输管道：HZ32-5DPP 至南海奋进 FPSO 3）PY30-1DPP 至 HZ21-1B 平台海管连通改造 4）海洋石油 115FPSO 解脱、海洋石油 115FPSO 坞修完成后就位	HZ32-5DPP 至南海奋进 FPSO 混输管道	[redacted]	[redacted]
《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目环境影响报告书》	1）XJ30-2DPPB 平台； 2）混输管道：XJ30-2DPPB 至 HZ25-8DPP 平台	XJ30-2DPPB 平台、XJ30-2DPPB 至 HZ25-8DPP 平台混输管道	[redacted]	[redacted]

二、环保设施运行情况

本项目西江油田群涉及平台生活污水在 XJ23-1DPP 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ30-2FDD 平台、XJ30-2DPPB 平台和 XJ24-3DPPB 平台排放；惠州油田群生活污水在 HZ32-5DPP 平台排放。

西江油田群生产水在海洋石油115FPSO、XJ23-1DPP平台、XJ24-3FDD平台、XJ30-2FDD平台、XJ30-2DPPB平台和XJ24-3DPPB平台排放；惠州油田群生产水在HZ32-5DPP平台排放。

根据平台以及海洋石油 115FPSO 的生产水的环境监测数据可知（表 3- 5），生产水处理设施出水石油类含量符合《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）要求；根据各平台生活污水的环境监测结果数据（表 3-6），生活污水处理后的 COD 含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准要求（COD≤500mg/L），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。

XJ30-2DPPB 平台正在建设中，生产水处理设施处理效果以及生活污水处理设施处理效果暂无监测数据，根据《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目环境影响报告书》内容：

XJ30-2DPPB 平台设有生产水处理系统，最大生产水处理量和排放量均约 49709m³/d（2033 年）。XJ30-2DPPB 平台处理合格的含油生产水（即石油类月均排放浓度限值≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L）通过开排沉箱水下 50.5m 达标排海。XJ30-2DPPB 平台设有 120 人生活楼，配备 150 人的救生艇。由于钻修井作业等大型作业时需要临时人员登平台，因此平台的全年平均作业人数按照救生艇作业人数的 1.2 倍，即 180 人估算污染物产生量。生活污水平均每人每天按 0.35m³ 计算，XJ30-2DPPB 平台生活污水产生量为 63m³/d，22995m³/a，COD 产生量为 6.90t/a。XJ30-2DPPB 平台配备有处理能力为 75.6m³/d 的“电解+生化”式生活污水处理系统，处理达标后排海。

表 3- 5 生产水处理设施处理效果（石油类，mg/L）

时间	XJ23-1DPP	XJ24-3FDD	XJ30-2FDD	XJ24-3DPPB	海洋石油 115FPSO	HZ32-5DPP
2023.1	[redacted]					
2023.2						
2023.3						
2023.4						
2023.5						
2023.6						
2023.7						
2023.8						
2023.9						
2023.10						
2023.11						
2023.12						

备注：“*”为海洋石油 115FPSO 坞修期间。

表 3- 6 各平台生活污水处理设施处理效果（COD，mg/L）

时间	XJ23-1DPP	XJ24-3FDD	XJ30-2FDD	XJ24-3DPPB	HZ32-5DPP
2023.1	[redacted]				
2023.2					
2023.3					
2023.4					
2023.5					
2023.6					
2023.7					
2023.8					
2023.9					
2023.10					
2023.11					
2023.12					

三、风险事故回顾

1．西江油田

[redacted]

2．惠州油田

[redacted]

生态环境保护目标

[redacted]

[redacted]详见下表。

表 3- 7 海上工程主要环境敏感目标分布表

类型	功能区名称	最短距离（km）及方位	重点保护目标
产卵场	短尾大眼鲷南海北部产卵场	[redacted]	短尾鳍大眼鲷（产卵期 4~7 月）；产卵盛期 5 月（参考《南海北部短尾大眼鲷产卵场和产卵期的研究》）
	黄鲷南海北部产卵场		黄鲷（产卵期 12~3 月）；产卵盛期为 1 月（参考《黄鳍鲷人工繁殖与育苗技术的研究》）
	鲐鱼珠江口近海产卵场		鲐鱼（产卵期 1~3 月）；产卵盛期 3 月（珠江口外海栖息的鲐鱼，每年 3 月下旬到 4 月底，在阳江~大亚湾沿岸出现大量幼鱼（参考《南海北部鲐鱼的产卵场和产卵期》））
	金线鱼产卵场		金线鱼（产卵期 3~8 月）（产卵盛期 5～6 月）
	鲐鱼粤东外海区产卵场		鲐鱼（产卵期 2~4 月）；产卵盛期 4 月（4 月出现大量鲐鱼卵子（参考《南海北部鲐鱼的产卵场和产卵期》）
	蓝圆鲹粤东外海产卵场		蓝圆鲹（产卵期 3~7 月）；产卵盛期为 3～5 月（《南海北部陆架区海域蓝圆鲹产卵场的研究》）
	深水金线鱼产卵场		深水金线鱼（产卵期 3~9 月）；产卵盛期为 6～9 月（参考《南海北部陆架区海域深水金线鱼的产卵场》）

备注：HZ32-5DPP 平台不涉及钻井液和钻屑排放。

评价标准

一、环境质量标准

本项目位于《广东省海洋主体功能区规划》和《广东省国土空间规划（2021—2035 年）》生态保护红线规划范围外，本项目所采用的环境质量评价标准见下表。

表 3- 8 环境质量标准

类别	采用标准		适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	从第一类标准开始评价，评价至满足标准为止	环境质量现状评价、环境影响评价
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		海洋沉积物质量评价
海洋生态	《海洋生物质量》（GB18421-2001）		贝类（双壳类）的生物质量评价
	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	/	鱼类、甲壳类和软体类的重金属生物质量评价
	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	/	鱼类、甲壳类和软体类的石油烃生物质量评价

二、污染物排放和控制标准

[redacted]属于全国海洋主体功能区规划“专属经济区和大陆架及其他管辖海域”中的重点开发区域，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。本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

表 3- 9 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值
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	含油量≤8% Hg≤1mg/kg，Cd≤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
非水基钻井液	《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	
非水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	三级	含油量≤8% Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/kg
船舶机舱含油水	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	/	石油类≤15mg/L
船舶生活污水		/	2012 年 1 月 1 日以前安装生活污水处理装置的船舶执行：BOD_5≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500 个/L；2012 年 1 月 1 日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行：BOD_5≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000 个/L、COD_{Cr}≤

				125mg/L、PH6~8.5、总氯（总余氯）＜0.5mg/L
船舶垃圾	塑料制品及其他垃圾		/	禁止投入水域，收集并排入接受设施
	食品废弃物			在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放
生产及生活垃圾		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）》	三级	禁止排放或弃置入海（除食品废弃物外，食品废弃物粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海）
生活污水		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	三级	COD≤500mg/L
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≤ 45mg/L（月均值） 石油类≤ 65mg/L（一次允许值）
		《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≥50000mg/L
船舶大气污染物		《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》	/	排放控制区范围内使用硫含量不大于 0.5%m/m 的船用燃油。2022 年 1 月 1 日起，海船进入沿海控制区海南水域应使用硫含量不大于 0.1%m/m 的船用燃油。

三、回注水标准

项目回注水含油量执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中≤10mg/L 的限值要求。

表 3- 10 回注水控制指标

序号	项目	控制指标
1	储层空气渗透率μm²	[0.01,0.05)
2	水质标准分级	II
3	悬浮固体含量 mg/L	≤15
4	悬浮物颗粒直径中值μm	≤5.0
5	含油量 mg/L	≤10.0

其他	本项目核算了 2024 年-2035 年的 XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台、XJ30-2DPPB 平台和海洋石油 115FPSO 含油生产水，调整井投产后最大年排放量均未超出原环评批复量维持原环评核定的最大排放量。各平台维持原环评总量指标。 [redacted] 详见下表。

表 3- 11 本项目投产后各设施含油生产水、生活污水排放量较原环评对比表

设施	项目	原环评核定的总量控制指标		本项目投产后最大排放值		本项目投产后总量指标增加值	本项目投产后总量指标	允许排放浓度（mg/L）	控制排放浓度（mg/L）
				日最大排放值（m^3/d）	年最大排放值（m^3/a）				
XJ30-2FDD 平台	生产水（$10^4m^3/a$）	[redacted]	《关于西江 24-3 平台扩建工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字【2010】130 号）	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	/	/
	其中：石油类（t/a）							≤45mg/L	≤20mg/L
	生活污水（m^3/a）							/	/
XJ24-3DPPB 平台	生产水（$10^4m^3/a$）		《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》					/	/
	其中：石油类（t/a）							≤45mg/L	≤45mg/L
	生活污水（m^3/a）							/	/
XJ24-3FDD 平台	生产水（$10^4m^3/a$）		《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》					/	/
	其中：石油类（t/a）							≤45mg/L	≤20mg/L
	生活污水（m^3/a）							/	/
XJ23-1DPP 平台	生产水（$10^4m^3/a$）		《惠州和西江油田群合并项目环境影响报告书》					/	/
	其中：石油类（t/a）							≤45mg/L	≤30mg/L
	生活污水（m^3/a）							/	/
XJ30-2DPPB	生产水（$10^4m^3/a$）		《西江 30-2 油田西江 30-1 区					/	/

平台	其中：石油类（t/a）	[redacted]	开发项目环境影响报告书》	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	≤45mg/L	≤45mg/L
	生活污水（m^3/a）							/	/

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

一、施工期产污环节及污染源分析

本项目工程内容为调整井工程、海底管道铺设及平台改造。

施工期的主要污染物包括平台调整井施工过程中产生的钻井液、钻屑、洗井废水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水；海底管道铺设过程中产生的清管废水、机舱含油污水、生活污水和生活垃圾；平台适应性改造过程中产生的生产垃圾、生活污水和生活垃圾。

1．钻井液

本次调整井以单钻方式钻井，XJ30-2FDD 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台钻井采用水基钻井液体系，XJ24-3DPPB 平台钻井采用非水基钻井液和水基钻井液体系，钻井液平时储存在平台泥浆池里，在单井内循环使用。根据建设单位提供的数据，钻井作业期间共产生钻井液约[redacted]m^3，其中非水基钻井液产生量约为[redacted]，水基钻井液产生量约为[redacted]。本工程钻井施工期间产生的非水基钻井液全部运回陆地处理；水基钻井液钻井期间间断排放，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。

水基钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准的要求后排海，如达不到排放标准则运回陆地处理。回收时平台利用泵将钻井液打到船舶上专用泥浆罐并运至码头，不排海。

水基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，水基钻井液一次性排放量最大值为[redacted]，通过阀门控制其平均最大排放速率为 35m^3/h。XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台和 XJ23-1DPP 平台的排放口均在水下 6m 左右，排放方式为单井单排。

表 4- 1 本项目钻井液统计

平台	钻井井数	水基钻井液排放总量（m^3）	非水基钻井液产生总量（m^3）	水基钻井液一次性排放量最大值（m^3）	水基钻井液最大排放速率（m^3/h）
XJ30-2FDD 平台	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	35
XJ24-3DPPB 平台					35
XJ24-3FDD 平台					35
XJ23-1DPP 平台					35
合计					35

2．钻屑

本项目共有[redacted]口调整井，HZ32-5DPP平台的A13H采用同井注采工艺进行封存富CO_2气体、XJ24-3FDD平台的[redacted]口注水井和XJ23-1DPP平台的[redacted]口注水井采用老井直接转注为注水井均不

需要钻井，则需要钻井的调整井有[redacted]口，其中[redacted]口为老井侧钻（侧钻点以上无钻屑量产生），[redacted]口利用新增井槽新钻。根据井身结构、钻井数量、钻井液使用情况等数据计算，本次调整井钻屑产生总量约为[redacted]，施工期钻屑最大排放速率约[redacted] 核算结果见表4- 2。

表 4- 2 本项目钻屑量统计

平台	钻井井数	钻屑排放总量（m^3）	钻井时间（d）	最大排放速率（m^3/d）
XJ30-2FDD 平台	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
XJ24-3DPPB 平台				
XJ24-3FDD 平台				
XJ23-1DPP 平台				
合计				

钻屑通过平台上的振动筛、除砂器、除泥器等固控设备处理，将钻井液与钻屑进行分离，钻屑满足《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和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级标准要求后排海。不合格的钻屑经非水基钻井液钻屑优化处理设备进一步深度处理，确保达标后排海。非水基钻井液钻屑深度处理预计采用电磁感应热脱附技术或其他深度处理技术进行处理。

钻屑排放位置及方式：XJ30-2FDD平台、XJ24-3DPPB平台、XJ24-3FDD平台和XJ23-1DPP平台的排放口均在水下6m左右，钻屑达标排放，若达不到排放标准则收集运回陆地，交有资质的单位处理。

3．洗井废水

本工程XJ24-3FDD平台的[redacted]口注水井、XJ23-1DPP平台[redacted]口注水井采用处理达标的生产水进行洗井，单口井产生洗井水约[redacted]m^3，主要污染因子为石油类等；其产生洗井废水约为[redacted]m^3。产生的洗井废水进入各自平台上的生产水处理系统处理达标后排海。

表 4- 3 洗井废水产生一览表

平台	注水井数量（口）	洗井废水产生量（m^3）
XJ24-3FDD	[redacted]	[redacted]
XJ23-1DPP		
合计		

4．海管清洗水

新建 XJ30-2FDD 至 XJ30-2DPPB 海底混输管道时需要对原海管（XJ24-3FDD 至 XJ30-2FDD 海底混输管道）进行清洗临时封存。XJ24-3FDD 至 XJ30-2FDD 海底混输管道清管作业产生清洗废水共计 4128m^3，主要污染物为石油类。清洗废水进入 XJ24-3FDD 平台生产流程，经 XJ24-3FDD 平台生产水处理设施处理达标后排海（含油量≤45mg/L）。

5．生活垃圾、生活污水、机舱含油污水

根据惠西油田群多年海上油气开发经验数值，生活污水平均每人每天按0.35m^3计算，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，船舶机舱含油污水按每船每日0.5m³计算，其中海管铺设施工共需要6艘船舶，工期约65天，施工人数为165天。本项目施工期间生活污水、生活垃圾产生量及船舶机舱含油污水量见表4- 4。

表 4- 4 生活污废核算结果表

类别	施工阶段	船舶数量(艘)	施工人数(人)	施工天数(d)	生活污水（m³）	生活垃圾（t）	食品废弃物（t）	机舱含油污水（m³）
西江油田群	钻完井	[redacted]						
	老井转注							
	海管铺设							
惠州油田群	HZ32-5DPP平台改造及CO_2封存井下施工							
合计					[redacted]			

备注：“*”海管铺设施工产生的船舶生活污水或船舶生活垃圾。

船舶机舱含油污水：机舱含油污水总计195m³，所有作业船舶设有船用油水分离器，机舱含油污水经处理含油浓度≤15mg/L后，达标排海。

生活污水：生活污水总计58077.95m³，包括平台上生活污水为54324.2m³，船舶生活污水为3753.75m³，本项目施工船舶产生的生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）要求后排海，平台排放的生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级要求后排海。

生活垃圾：生活垃圾总计248.91t，其中食品废弃物165.94t，包括平台上生活垃圾为232.82t，平台上食品废气物为155.21t，船舶生活垃圾为16.09t，船舶食品废弃物为10.73t。本项目施工船舶产生的生活垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求。不可排海船舶生活垃圾由船上垃圾箱收集，靠岸后由专业处置公司进行处置，食品废弃物在距最近陆地3海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎或磨碎直径不大于25毫米后方可排放；在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。平台上的生活垃圾除经粉碎后颗粒直径＜25mm的食品废弃物类生活垃圾以外，其它生活垃圾将集中装箱运回陆地进行处理，不排海。

6．生产垃圾

根据以往其他项目经验施工情况预估，本项目共实施[redacted]口调整井，按单井作业期间大约产生0.5t生产垃圾计算，则本项目产生生产垃圾为34.5t，主要是剩余的工程废料、吸油毛毡和油抹布等。新建海底管道铺设期间，将产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、包装材料、含油固废等，约1t。平台适应性改造产生的生产垃圾约1.5t，生产垃圾共产生约37t，运回陆地交由有资质单位进行处理。

7．建设阶段污染物汇总

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

表 4- 5 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
水基钻井液	[redacted]	[redacted]	处理达标后排放入海
非水基钻井液			钻完井结束后运回陆地处理，不排海
钻屑			处理检验合格达标排海
洗井废水	700m³	700m³	经处理达标后排海
海管清洗水	4128m³	4128m³	经处理达标后排海
生活污水	58077.95m³	58077.95m³	平台生活污水经平台生活污水处理设施处理达标后排海，船舶生活污水经船用生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	248.91t	248.91t	平台生活垃圾中食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地处理；船舶生活垃圾中食品废弃物在满足《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求排放，其他运回陆地处理
生产垃圾	37t	0t	全部运回陆地处理，其中危险废物交有资质单位处理
船舶含油污水	195m³	195m³	经处理达标后排海

二、施工期环境影响分析

1．水质环境影响分析

本次评价对工程水基钻井液和钻屑排放进行了建模预测，水文动力模型及悬浮物扩散模型情况详见附录 1。

（1）钻井液排放的水质影响分析

1）预测源强

根据工程施工方案，钻完井阶段采用水基钻井液和非水基钻井液，非水基钻井液全部运回陆地处理，水基钻井液循环使用，最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，本项目各平台水基钻井液排放情况见表 4- 1，一次性排放量最大值为 767m³，最大平均排放速率为 35m³/h。钻井液密度 1.08g/cm³~1.5g/cm³（按 1.25g/cm³ 计算），钻井液固相颗粒粒径 0.008mm~0.062mm，中值粒径为 0.016mm。

2）预测方式

本次评价选择 XJ24-3DPPB 平台排放水基钻井液进行预测，排放时长 25h（包含一个完整的潮周期），排放位置水下 6m，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，所围成范围即为水基钻井液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。其余平台水基钻井液排放产生悬浮物的影响范围与之类比。

3）预测结果

XJ24-3DPPB 平台排放水基钻井液产生悬浮物浓度增量预测结果的超标面积统计见表 4-

6，不同超标倍数的包络面积见表 4- 7，悬浮物增量总包络线见图 4-1。其它平台排放水基钻井液产生悬浮物的影响范围类比结果见表 4- 8、表 4- 9。

XJ24-3DPPB 平台排放水基钻井液引起第一层悬浮物超一（二）类海水水质标准的包络面积为 0.362km²，超三类水质包络面积为 0.019km²，超四类水质包络面积为 0.010km²；其它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排放点最大距离为 0.74km，停止排放后，在 2h 内悬浮物恢复到一类水质。

表 4- 6XJ24-3DPPB 平台水基钻井液排放产生悬浮物的预测结果（km²，第一层）

超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
0.362	0.019	0.010	0.74

表 4- 7XJ24-3DPPB 平台水基钻井液排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积（km²，第一层）

Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi >9
0.187	0.118	0.038	0.019

表 4- 8 其它平台水基钻井液排放产生悬浮物的类比结果（km²，第一层）

平台	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
XJ30-2FDD	0.362	0.019	0.010	0.74
XJ24-3FDD	0.362	0.019	0.010	0.74
XJ23-1DPP	0.362	0.019	0.010	0.74

表 4- 9 其它平台水基钻井液排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积（km²，第一层）

平台	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi >9
XJ30-2FDD	0.187	0.118	0.038	0.019
XJ24-3FDD	0.187	0.118	0.038	0.019
XJ23-1DPP	0.187	0.118	0.038	0.019

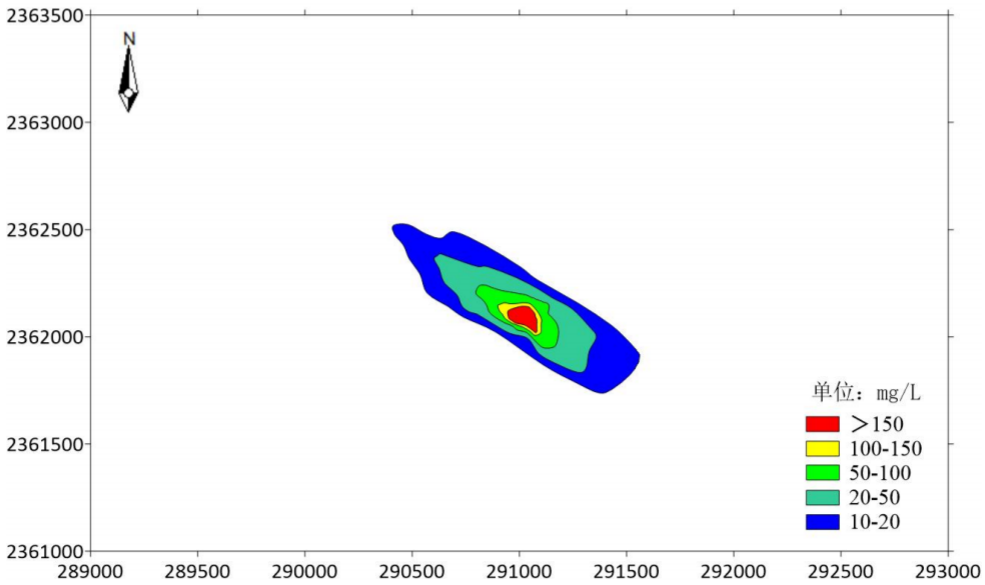

图 4- 1 XJ24-3DPPB 平台水基钻井液产生悬浮物浓度增量最大包络图（第一层）

（2）钻屑排放的水质影响分析

1）预测源强

根据建设单位核算，本项目总钻屑产生量约为 22082m³。钻屑单井最大排放速率约 156m³/d。钻屑密度按 2.6g/cm³ 计，经估算，各平台钻屑最大排放源强为 4.69kg/s。

本项目预测取最大排放速率代表钻屑排放源强，即取 XJ24-3DPPB 平台调整井排放水基钻井液钻屑，排放水深位于水下 6m。

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- 10 钻屑粒径分布

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

2）预测方案

本次评价选择 XJ24-3DPPB 平台排放钻屑进行预测，排放速率 156m³/d，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。其余平台钻屑排放产生悬浮物的影响范围与之类比。

3）钻屑排放对海洋环境影响预测结果

经预测，XJ24-3DPPB 平台排放钻屑引起第一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 0.151km²，超三类海水水质标准的面积为 0.004km²，超四类海水水质标准的面积为 0.001km²。其它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排放点最大距离为 0.37km，停止排放后 1h 整个海域可恢复到一类水质。

预测结果的超标面积统计见表 4- 11，不同超标倍数的包络面积见表 4- 12。钻屑排放引起海水中的悬浮物浓度增量总包络线见图 4- 2。其它平台排放钻屑产生悬浮物的影响范围类比结果见表 4- 13 和表 4- 14。

表 4- 11 XJ24-3DPPB 平台钻屑排放产生悬浮物的预测结果（km²，第一层）

超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距 大距离（km
0.151	0.004	0.001	0.37

表 4- 12 XJ24-3DPPB 平台钻屑排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积（km²，第一层）

Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi >9
0.093	0.046	0.008	0.004

表 4- 13 其它平台钻屑排放产生悬浮物的类比结果（km²，第一层）

平台	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台

				最大距离（km）
XJ30-2FDD	0.151	0.004	0.001	0.37
XJ24-3FDD	0.151	0.004	0.001	0.37
XJ23-1DPP	0.151	0.004	0.001	0.37

表 4- 14 其它平台钻屑排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积（km²，第一层）

平台	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi >9
XJ30-2FDD	0.093	0.046	0.008	0.004
XJ24-3FDD	0.093	0.046	0.008	0.004
XJ23-1DPP	0.093	0.046	0.008	0.004

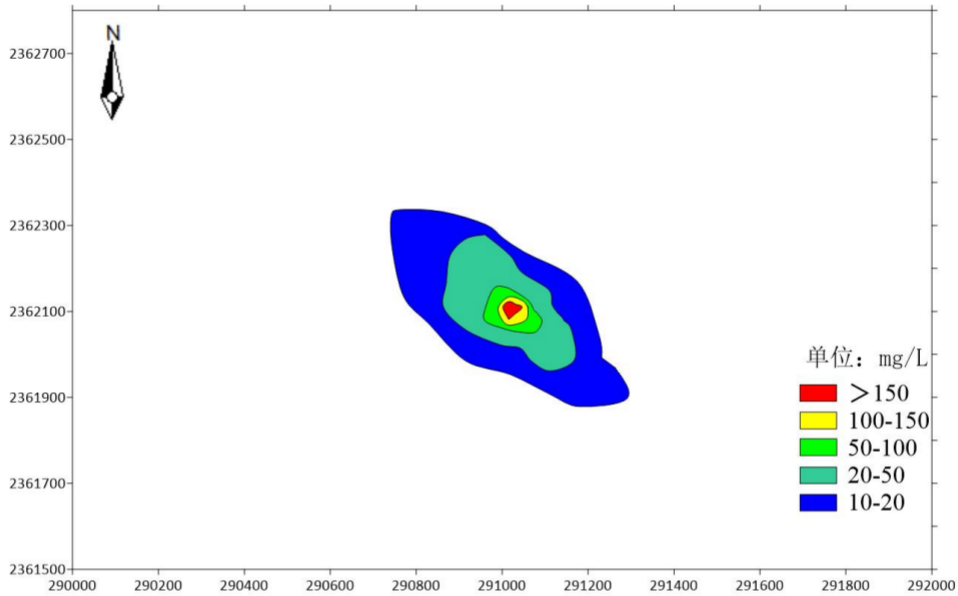

图 4- 2 XJ24-3DPPB 平台钻屑悬浮物浓度增量最大包络图（第一层）

2．沉积物环境影响分析

（1）钻屑、钻井液对沉积物的影响分析

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

一般来说，当钻屑停止排放后，由于受海水、海流、水深等多种因素影响，对底质的影响会逐渐削弱，并在短期内得到恢复。钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积按平台周围 200m 半径进行估算，各平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.1256km²。则排放钻屑的 4 个平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积合计为 0.5024km²。由于钻屑和钻井液排放仅在施工期，影响是暂时的，对海洋沉积环境的影响较小。

3．海洋生物生态环境影响分析

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业钻屑、钻井液排海对浮游生物、底栖生物、渔业资源造成的损害。

（1）计算方法

悬浮物扩散造成的生物资源损失采用如下方法计算：

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），结合现状调查鱼卵、仔稚鱼及游泳生物密度、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（尾）、个（个）、千克（kg）；

D_{ij}—某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/km²）、个平方千米（个/km²）、千克平方千米（kg/km²）；

S_j—某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km²）；

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。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），各类生物的损失率取值如下：

表 4- 15 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标倍数（Bi）	各类生物损失率（%）		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
Bi≤1 倍	5	1	5
1＜Bi≤4 倍	10	5	10
4＜Bi≤9 倍	30	10	30
Bi≥9 倍	50	20	50

根据秋季渔业资源现状调查结果：鱼类成体平均资源密度为 999.44kg/km²，幼鱼平均资源密度为 28755 尾/km²；头足类成体平均资源密度为 290.85kg/km²，幼体为 10107 尾/km²；虾类成体平均资源密度为 7.16kg/km²，幼体为 682 尾/km²；蟹类成体平均资源密度为 32.58kg/km²，幼体为 335 尾/ km²。虾姑类成体平均资源密度为 2.68kg/km²，幼体为 170 尾/ km²。秋季鱼卵平均密度为 0.237 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.231 尾/m³。

（2）占用海域造成的底栖生物资源损失采用如下方法计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

W_i——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg），这里指底栖生物资源受损量；

D_i——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]、千克每平方千米（kg/km²），在此为底栖生物生物量；

S_i——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立方千米

（km^3）。

（3）对海洋生态环境影响分析

悬浮物对浮游植物的影响表现在：由于悬浮物的含量增高，增大了水体的消光系数降低光线射深度，可降低海水的透光率，一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

悬浮物对浮游动物的影响可表现在：一是海水悬浮物浓度的增加，可导致海水透明度和光照下降，将对浮游动物的繁殖和生长造成一定的影响，进而造成浮游动物的生物量降低；二是悬浮物含量增多对浮游动物的存活和繁殖有明显的抑制作用，过量悬浮固体使其食物过滤系统和消化器官受到阻塞。当水中悬浮物浓度突然增高时，浮游动物无法逃避高浓度悬浮物的影响，在超标区域内的浮游动物会受到一定损害。

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

根据前节中对本工程造成的海洋沉积物影响分析，钻井过程中钻屑排海对排放口周边存在一定水质影响，但其影响范围不大，钻屑排海后沉积覆盖不小于 2cm 厚度范围为 0.1256km^2，且其影响随着施工期的结束而消失，海水水质将很快地恢复到原状态。因此，本工程钻屑排放对平台周围底栖生物的影响很小。

根据秋季调查结果，工程周边海域底栖生物生物量变化范围在（0.19~20.66）g/m^2 之间，平均为 3.56g/m^2。本工程 4 个平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过 0.1256km^2，损失率按 100%计，则 4 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 1.789t。因此，本工程施工引起的底栖生物损失量共约 1.789t。

（4）对渔业资源的影响分析

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

1） 钻井液

本工程调整井钻井液一次性排放总共[redacted]批次，根据类比预测结果，水基钻井液对水质的

影响主要在第一层，根据附录 1 水文动力模型及悬浮物扩散模型，计算水深取超标水层(第 1 层）总水深 14.3m。计算结果见下表。

表 4- 16 施工期钻井液排放造成的渔业资源损失量

生物资源	影响面积（km²）	生物量	损失率（%）	损失量（粒或kg）	排放次数	合计（粒或 kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
仔稚鱼	Bi≤1 倍					
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
幼鱼	Bi≤1 倍					
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
头足类幼体	Bi≤1 倍					
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
虾类幼体	Bi≤1 倍					
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
蟹类幼体	Bi≤1 倍					
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
虾姑类幼体	Bi≤1 倍					
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
鱼类成体	Bi≤1 倍					
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
头足类成	Bi≤1 倍					

体	1＜Bi≤4 倍	[redacted]		[redacted]	[redacted]		
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						
虾类成体	Bi≤1 倍						
	1＜Bi≤4 倍		[redacted]			[redacted]	[redacted]
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						
蟹类成体	Bi≤1 倍						
	1＜Bi≤4 倍		[redacted]				
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						
虾姑类成体	Bi≤1 倍						
	1＜Bi≤4 倍		[redacted]				
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						

2） 钻屑

本项目 4 座平台总钻井作业时间为 2002 天，钻屑排放以 15 天为 1 个周期进行计算，根据各平台施工计划，本项目共约 134 个周期，整个周期持续 14 年，年平均周期为 10 个周期。根据预测结果，钻屑对水质的影响主要在第一层，根据附录 1 水文动力模型及悬浮物扩散模型，计算水深取超标水层（第 1 层）总水深 14.3m。

表 4- 17 本工程施工期钻屑排放造成的渔业资源损失量

生物资源	影响面积（km²）		生物量	损失率（%）	损失量（粒或 kg）	持续周期（个）	合计（粒或 kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	[redacted]		[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	1＜Bi≤4 倍		[redacted]				
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						
仔稚鱼	Bi≤1 倍						
	1＜Bi≤4 倍		[redacted]				
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						
幼鱼	Bi≤1 倍						
	1＜Bi≤4 倍		[redacted]				
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						
头足类幼体	Bi≤1 倍						
	1＜Bi≤4 倍		[redacted]				
	4＜Bi≤9 倍						
	Bi≥9 倍						

虾类幼体	Bi≤1 倍	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
蟹类幼体	Bi≤1 倍		[redacted]			
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
虾姑类幼体	Bi≤1 倍		[redacted]			
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
鱼类成体	Bi≤1 倍		[redacted]			
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
头足类成体	Bi≤1 倍		[redacted]			
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
虾类成体	Bi≤1 倍		[redacted]			
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
蟹类成体	Bi≤1 倍		[redacted]			
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					
虾姑类成体	Bi≤1 倍		[redacted]			
	1＜Bi≤4 倍					
	4＜Bi≤9 倍					
	Bi≥9 倍					

表 4- 18 施工期造成的渔业资源损失量

类别	钻井液	钻屑	总损失量
底栖生物（t）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
鱼卵（×10⁶粒）			
仔稚鱼（×10⁶尾）			
幼鱼（尾）			
头足幼体（尾）			

虾类幼体（尾）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
蟹类幼体（尾）			
虾姑类幼体（尾）			
鱼类成体（kg）			
头足类成体（kg）			
虾类成体（kg）			
蟹类成体（kg）			
虾姑类成体（kg）			

4．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低于 3 年的，按 3 年补偿”，本次调整井施工阶段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。钻屑排放造成的生物资源损害属持续性损害，项目施工时长为 14 年，按 14 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）；E_i—生物资源的商品价格。生物资源、底栖生物的价格按近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，鱼类、头足类、甲壳类成体为 1.2 万元/t，底栖生物为 1.2 万元/t。幼鱼的价格按近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾～0.01kg/尾计算”，因此，虾类和虾姑类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 30 元/kg；头足类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。经计算可知，本次调整井造成生物资源损失金额[redacted]万元。

表 4- 19 本项目造成的渔业损失价值估算

排放物	渔业资源类别	损失量	长成率	单价	单位	补偿倍数/年限	补偿金额（万元）
钻井液	鱼卵（×10⁶ 粒）	[redacted]	1%	1	元/尾	3	[redacted]
	仔稚鱼（×10⁶ 尾）		5%	1	元/尾		
	幼鱼（尾）		/	1	元/尾		

	头足幼体（尾）	2[redacted])	/	20	元/kg		[redacted]
	虾类幼体（尾）	[redacted]	/	30	元/kg		[redacted]
	蟹类幼体（尾）	[redacted]	/	30	元/kg		[redacted]
	虾姑类幼体（尾）	[redacted]	/	30	元/kg		[redacted]
	鱼类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	头足类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	虾类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	蟹类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	虾姑类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
钻屑	底栖生物（t）	[redacted]	/	1.2	万元/t	[redacted]	[redacted]
	鱼卵（$\times10^6$粒）	[redacted]	1%	1	元/尾		[redacted]
	仔稚鱼（$\times10^6$尾）	[redacted]	5%	1	元/尾		[redacted]
	幼鱼（尾）	[redacted]	/	1	元/尾		[redacted]
	头足幼体（尾）	1[redacted])	/	20	元/kg		[redacted]
	虾类幼体（尾）	[redacted]	/	30	元/kg		[redacted]
	蟹类幼体（尾）	[redacted]	/	30	元/kg		[redacted]
	虾姑类幼体（尾）	[redacted]	/	30	元/kg		[redacted]
	鱼类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	头足类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	虾类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	蟹类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
	虾姑类成体（kg）	[redacted]	/	1.2	万元/t		[redacted]
合计							[redacted]

5．水文动力与地形地貌影响分析

拟建工程主要包括调整井和海底管道的铺设。本工程[redacted]口调整井均利用老井侧钻、新增井槽新钻或老井转注进行作业，不新增占用海域，调整井建成后不改变海洋原有地形和地貌，所以该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移不会产生影响；本工程 2.4km 长海底管道铺设海底，不进行挖沟，对底层流影响很小。工程不会对海底地形地貌以及冲淤环境造成明显的不良影响。

6．施工期环境风险影响分析

本项目对施工期和运营期的环境风险开展了环境风险专项分析，本节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施工船舶碰撞、井喷/井涌、平台火灾或者爆炸、油基钻井液泄漏和地质性油气泄漏等。

	本项目钻井期存在火灾爆炸风险，但由于项目钻井期较短，且钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风极佳，不易形成烃类物质的积聚。在落实安全施工的前提下发生钻井期火灾爆炸的概率很小。本项目施工船舶受风、流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。施工船舶间相互碰撞、施工船舶与其他船舶发生碰撞及施工船舶与周围设施之间可能产生碰撞，从而导致施工船舶的燃料油储舱破裂。 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和溢油应急计划，最大可能减少各类事故发生的概率，制定具有针对性的溢油应急计划减小溢油事故对环境造成的影响。
运营期生态环境影响分析	**一、运营期生态环境影响分析** 1．含油生产水 本项目投产后，XJ30-2FDD 平台生产水最大排放量为 1728.8 万 m^3/a，未超过《西江 24-3 平台扩建工程环境影响报告书》（国海环字〔2010〕130 号）的总量控制指标 2900 万 m^3/a；XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台和 XJ23-1DPP 平台生产水最大排放量分别为 1022.1 万 m^3/a、1645.0 万 m^3/a 和 1613.9 万 m^3/a，均未超过《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》（环审〔2021〕109 号）的各平台总量控制指标 1080 万 m^3/a、2700 万 m^3/a 和 2227 万 m^3/a；XJ30-2DPPB 平台生产水最大排放量为 1791.49 万 m^3/a，未超过《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕51 号）的总量控制指标 1814.4 万 m^3/a。 对所在海域生物生态和渔业资源的影响不会加重，含油生产水造成的渔业资源损失已在原报告书中进行了评估，对周围环境的影响以及造成的渔业损失等内容，生产修复和补偿方案以及相应费用已在原项目建设中做统一考虑。 2．生活污水 XJ23-1DPP 平台因近年项目增加，平台维护保养作业量大，生产运行和维护人员随之增加，平台生活楼将经常处于满员状态，定员由 90 人增加至 130 人，因此重新核算平台生活污

水排放量。

本项目对 XJ23-1DPP 平台生活污水排放量进行重新核算，其他平台生活污水排放量维持原环评核算的最大值不变。

(1) 原环评核算的生活污水排放量值

XJ23-1DPP 平台生活楼原定员 90 人，原环评 XJ23-1DPP 平台生活污水最大排放量为 6975m³/a，COD 排放最大值为 3.49t/a。

(2) 生活污水排放量核算

XJ23-1DPP 平台生活楼定员 130 人，考虑到停产大修期间临时最大人数为 140 人，因此 XJ23-1DPP 平台生活污水排放量按 140 人进行估算。生活污水平均每人每天按 0.35m³ 计算，则 XJ23-1DPP 平台生活污水产生量为 49m³/d，17885m³/a。XJ23-1DPP 平台所在海域 COD 排放浓度限值为 500mg/L，则 COD 排放量为 8.94t/a。XJ23-1DPP 平台配备有处理能力为 52.5m³/d 的生物降解法生活污水处理系统，处理达标后排海。

与原环评相比，XJ23-1DPP 平台生活污水最大排放量增加值为 10910m³/a，COD 排放最大值增加值为 5.49t/a。

表 4- 20 XJ23-1DPP 平台生活污水排放总量指标情况

海上设施	项目	现状		控制值增加量		本项目投产后		COD 浓度限值 (mg/L)
		生活污水（m³/a）	COD（t/a ）	生活污水（m³/a）	COD（t/a ）	生活污水（m³/a）	COD（t/a ）	
XJ23-1DPP	生活污水	6975	3.49	10910	5.45	17885	8.94	500

(3) 生活污水排放的水质影响分析

本项目 XJ23-1DPP 平台生活污水排放的 COD 水质影响分析类比《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目环境影响报告书》中生活污水排放预测结果。本项目与类比对象处于同一海域，水深及水动力条件一致，具有可比性。

根据《西江 30-2 油田西江 30-1 区开发项目环境影响报告书》结论：由于生活污水排放量较小，基本不存在 COD 超一类（＞2mg/L）面积，COD 影响基本在海水表层，且浓度增量很小，不会影响本海区海水水质。由于 XJ30-2DPPB 平台生活污水排放量较小，超标水域影响的距离都在 50m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响本海区的海洋水质。

类比分析可知，本项目影响范围、影响时间和面积都不会超过原有的预测结果。因此，生活污水对海水水质的影响较小。

3．生活垃圾

海上运营期产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。由于本项目投产后，XJ23-1DPP 平台人数增加，故运营期生活垃圾也相应增加。本项目投产后 XJ23-1DPP 平台生活楼定员 130 人，考虑到停产大修期间临时最大人数为 140 人，故新增人数为 50 人，根据日常运营经验数据可知，生活垃圾按照 1.5kg/（人•日）计算，其中食品废弃物按 1.0kg/（人•日）

	计算。XJ23-1DPP 平台原定员 90 人，新增生活垃圾约 0.075t/d，其中食品废弃物约为 0.05t/d。 4．生产垃圾 本项目调整井工程包括[redacted]口新钻井。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为 1t/a 计算，新钻井为[redacted]口，则年产生的生产垃圾共约 4t/a，经分类收集后运回陆上交由有资质单位处理。 5．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、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、海底管道泄漏、油基钻井液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，建设单位已编写制定《西江油田作业区溢油应急计划》（2024 年版）和《惠州油田溢油应急计划》（2023 年版）并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。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。
选址选线环境合理性分析	本项目调整井及平台改造在既有平台上进行施工，不涉及选址合理性分析。 海底管道建设必要性及合理性分析：XJ30-2FDD 平台至 XJ24-3FDDD 平台海底混输管道腐蚀较严重且呈发展趋势，根据 2020 和 2022 年的检测结果，腐蚀深度有恶化趋势，大部分腐蚀深度已由[redacted]发展为[redacted]，最大腐蚀点到达[redacted]。为消除该海管的泄漏隐患，因此计划对其进行临时封存，新建 1 条 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台的海底混输管道输送 XJ30-2FDD 平台物流。海底管道铺设在油田现有安全作业区范围内建设，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。 新建海管路由的合理性分析：设计阶段海管路由共有2个方案，方案一：新建XJ30-2FDD平台至XJ30-2DPPB平台海底混输管道，长度约为[redacted]；方案二：原位更换XJ30-2FDD平台至XJ24-3FDD平台海底混输管道，长度约[redacted]。经对比，方案一较方案二铺设海管短，工程量小，投资低，同时符合工程地址稳定、避开海底地形急剧起伏以及避开强底流区的原则，因此本项目海管路由选择方案一合理可行。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施

一、污染防治对策措施

施工期的主要污染物包括平台调整井施工过程中产生的钻屑、钻井液、洗井废水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水；海底管道铺设和平台改造过程中海管清洗水、船舶机舱含油污水、生活污水和生活垃圾。

1．钻井液

本项目使用的钻井液包括水基钻井液和非水基钻井液。

平台设钻井液循环处理系统，钻井液循环使用。XJ24-3DPPB 平台非水基钻井液暂存于平台 360m³ 泥浆池内，泵输到船舱运回陆地处理，周转时间约 3-4 天，不排海。

本次调整井工程钻井过程中向海中排放水基钻井液，其生物毒性容许值需满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》(GB18420-2009)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，同时需满足《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%。不满足排放标准的水基钻井液通过泵输船舱运回陆地处理（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，然后吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用），周转时间约 3-4 天，不排海。

2．钻屑

钻屑包括水基钻井液钻屑和非水基钻井液钻屑。

水基钻井液钻屑通过钻井平台上的振动筛将钻井液与钻屑进行分离；钻屑达标排海，不满足标准的钻屑在钻井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。

非水基钻井液钻屑先经振动筛处理，再经螺旋输送器传送至钻屑甩干机处理，处理后的钻屑若满足排放标准方可进行排放；不满足排放标准的非水基钻井液钻屑则进入非水基钻井液钻屑优化处理设备（如含油钻屑热脱附装置）无害化处理，处理后达标则排海，不达标的非水基钻井液钻屑进行回收，送回陆地交有资质单位接收处理。

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需满足《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%。

3．洗井废水

本工程 XJ24-3FDD 平台的[redacted]口注水井、XJ23-1DPP 平台的[redacted]口注水井老井转注时采用

处理达标的生产水进行洗井，单口井产生洗井水约 100m³，主要污染因子为石油类等；其产生洗井废水约为 700m³。产生的洗井废水经对应平台生产水处理设施处理达标后排海。

4．固体废物

（1）生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经收集后全部运回陆地进行处理，其中危险废物交有资质单位处理，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）生活垃圾

施工期平台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，其他生活垃圾运回陆地处理，不排海。

5．生活污水

施工期平台生活污水依托各平台生活污水处理设施进行处理，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准后排海。

6．海管清洗水

本工程海管清洗水为 4128m³，产生的海管清洗水经平台生产水处理设施处理达标后排海。

7．船舶污染物

本项目建设阶段产生一定量的船舶污染物，包括船舶机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物。

（1）船舶机舱含油污水

机舱含油污水的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。海上施工作业的船舶都按要求配备油水分离器，船舶机舱含油污水经船用油水分离器处理，使其含油浓度不大于15mg/L后排放。

（2）船舶生活污水

施工船舶生活污水的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。船舶生活污水与最近陆地间距离＞12海里的海域，船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。

（3）船舶生活垃圾

根据《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018），在任何海域，应将塑料废弃物、废弃食用油、生活废弃物、焚烧炉灰渣、废弃渔具和电子垃圾收集并排入接收设施。对于食品废弃物，在距最近陆地3海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎或磨碎直径不大于25毫米后方可排放；在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。本项目施工船舶产生的生活垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求。

（4）船舶大气污染物

施工期废气主要来自于施工作业船只及机械排放的柴油机尾气，主要污染物为NO_2、SO_2、CO、烟尘等，此类废气只在施工期间产生，为间歇排放，随着项目施工结束而结束。船舶大气污染物排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168号）》的要求。

8．生态保护对策措施

为了尽可能减少项目建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响，建议建设单位在油田开发过程中，采取如下措施：

（1）本项目排放的水基钻井液、钻屑需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准的要求及《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准要求，不满足排海要求的水基钻井液和钻屑全部运回陆地处理。非水基钻井液和生产垃圾均运回陆地处理。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，其他生活垃圾运回陆地处理。洗井废水和海管清洗水经生产水处理设施处理达标后排海。船舶机舱含油污水处理达标后排放。

（2）钻井过程中应严格控制钻屑和水基钻井液的排放速率。钻屑排放在钻进期间持续排放，速率和强度不大，本工程钻屑单井最大排放速率约156m^3/d。水基钻井液循环使用，间断性排放，平均最大排放速率限定为35 m^3/h。实际中可通过钻井液循环使用，减少排放量；通过闸阀开关程度控制其排放速率，降低钻井液入海后的扩散范围，减少悬浮物超标面积，从而减少对渔业资源的影响。

（3）生态损害减缓措施：本项目调整井所在平台（不包括HZ32-5DPP平台，该平台不涉及水基钻井液、钻屑排放）位于短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵、金线鱼产卵场内，其保护对象分别为短尾鳍大眼鲷、黄鲷、鲐鱼、金线鱼。建议作业者在作业过程中，采取如下措施：钻井阶段尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，选择适宜的海况条件，提高施工效率，水基钻井液和钻屑采取水下排放方式。

（4）建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

（5）建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

（6）生态补偿

针对施工期的生物资源损失核算金额，对海洋生物资源损失进行补偿，补偿金额为[redacted]万元，并纳入环保投资。在后续生产过程中建设单位采取相应生态补偿措施，实施增殖放流，从而维持海洋生物资源可持续利用。

建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保

	投资预算。 **9．施工期风险防范措施** 为预防施工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，建设单位已编制《惠州油田群溢油应急计划》（2023年版）和《西江油田群溢油应急计划》（2024年版）并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。溢油应急计划内容包括调整井钻完井作业期间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。该溢油应急计划已满足本项目施工期溢油应急的需求。
运营期生态环境保护措施	**一、运营期生态环境保护措施** **1．污染防治对策措施及生态保护对策措施** 本项目投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水、平台生活污水、生产垃圾以及生活垃圾等。 本项目投产后，调整井所在各平台及依托处理平台的含油生产水日排放量低于平台生产水处理系统设备最大处理能力，同时低于各平台批复的生产水排放量指标。所产含油污水经各平台处理合格后达标排放。根据近年来统计结果，排放污水的月均含油浓度满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB49142008）三级标准（石油类≤45mg/L）的排放要求。 XJ23-1DPP平台按最大作业人数重新核算生活污水和生活垃圾，XJ23-1DPP平台的生活污水排放量和生活垃圾产生量增加，生活污水依托平台现有生活污水处理装置经生物降解法处理达标后排海，生活垃圾除食品废弃物粉碎至粒径小于25mm后排放外均运回陆地处理。 产生的生产垃圾中一般工业垃圾经收集后运回陆地进行处理。生产垃圾中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．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** 针对运营期油气泄漏等风险，建设单位已编制《惠州油田群溢油应急计划》和《西江油田群溢油应急计划》并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。上述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、迅速地进行应急反应，最大限度地减小溢油对环境造成的影响。
其	本工程是在既有平台上进行调整，本次调整井投产后，本次调整井投产后，污染源常

他	规监测及环境质量监测纳入油田现有已制定的跟踪监测计划中（《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》（批复文号：环审〔2021〕109 号）、《惠州 25-8 油田/西江 24-3 油田西江 24-1 区联合开发项目环境影响报告书》（批复文号：国海环字〔2013〕274 号）、《西江 24-3/30-2 油田接入“海洋石油 115 号”FPSO 工程环境影响报告书》（批复文号：国海环字〔2010〕702 号））。 污染源常规监测包括含油生产水中的石油类和生活污水中的化学需氧量（COD）值；环境质量跟踪监测包括海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测。
环保投资	**一、环境保护投资** 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。本工程的环保投资主要用于生产装置污染物的处理处置等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），经核算本项目环保投资约为[redacted]

表 5-1　环境保护投资估算（万元）

序号	环境保护投资	折合比例	折合环保投资（万元）
1	钻井液、钻屑、生活垃圾等污染物处理费和钻井液、钻屑检测费	100%	[redacted]
2	HZ32-5DPP 平台 CO_2 回注设施	100%	
3	海洋生态损失补偿费用	100%	
4	合计		

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	（1）水基钻井液经检测达标后排海，非水基钻井液收集后全部运回陆地处理，不排海； （2）钻屑检验合格达标后排海，检测不达标的钻屑先进行回收经深度处理达标后再进行排放，若达不到标准，则送回陆地交有资质单位接收处理； （3）生活污水处理达标后排海； （4）船舶机舱含油污水处理达标后排海。	水基钻井液和钻屑排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914- 2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420- 2009）二级标准； 平台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）； 船舶生活污水和机舱含油污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。	运营期生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。含油生产水经含油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）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准。
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	施工船舶使用符合要求的燃料油	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	除食品废弃物外，平台和船舶的其他生活垃圾及生产垃圾均运回陆地处理，其中危险废物交由有资质单位处理。	平台固体废物符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准，船舶固体垃圾符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	生活垃圾中食品废弃物粉碎到粒径<25mm 后间断排放，其他生活垃圾运回陆地处理；生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位处理	食品废弃物符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准；其他生活垃圾及生产垃圾全部运回陆地交由有资质的单位处理
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	《西江油田群溢油应急计划》(2024 年版）、《惠州油田溢油应急计划》（2023 年版）	制定溢油防范措施，配备相应的溢油应急资源，设置应急组织机构、明确其职责与应急联络方式，实现对溢油事故的有效处理，包括事故报告、应急响应程序、现场处置等。需将本	《西江油田群溢油应急计划》(2024 年版）、《惠州油田溢油应急计划》（2023 年版）

			项目建设内容分别纳入到现有《西江油田群溢油应急计划》、《惠州油田溢油应急计划》中。	
环境监测	/	/	本项目运营期跟踪监测应纳入油田现有环境跟踪监测计划中	/
其他	/	/	/	/

七、结论

1、产业政策及区划规划符合性

本项目工程内容为在 XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ30-2FDD 平台、XJ23-1DPP 平台、HZ32-5DPP 平台共 5 个平台部署[redacted]口调整井，为[redacted]口生产井和[redacted]口注水井。新建 1 条 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底混输管道，同时临时封存 XJ30-2FDD 平台至 XJ24-3FDD 平台海底混输管道。对 HZ32-5DPP 平台和 XJ24-3DPPB 平台进行适应性改造。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项目的附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”，本项目与《广东省国土空间规划》（2021-2035 年）和《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》的要求相协调；位于广东省国土空间总体规划区之外，且距离较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

2、环境可行性

本项目所在海域海水、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、海洋生态红线较远，均在 62km 以上，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。本项目 5km 范围内的敏感目标主要为短尾大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、金线鱼产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、深水金线鱼产卵场。

本项目施工期水基钻井液、钻屑、含油污水处理达标后排放，非水基钻井液全部运回陆地处理，生活垃圾中的食品废弃物粉碎后小于 25mm 排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，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。运营期新增生活污水处理达标后排放，新增生活垃圾中的食品废弃物粉碎后小于 25mm 排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理，其他污染物产生量、影响范围均在原环评影响范围内，对海洋环境的影响范围和程度较小。

因此，在建设单位切实落实了本环境影响报告表提出的各项污染防治措施，切实落实了风险事故防范对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

附录 1 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 潮流模型基本控制方程

模型基于三维不可压缩流体雷诺时均的纳维—斯托克斯（Navier-Stokes）浅水方程，在笛卡尔坐标下，依据 Bousinesq 涡粘假定及静水压力假设，三维水流运动的基本方程为：

连续方程：

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

动量方程：

$$\frac{\partial u}{\partial t}+\frac{\partial u^2}{\partial x}+\frac{\partial vu}{\partial y}+\frac{\partial wu}{\partial z}=fv-g\frac{\partial \eta}{\partial x}-\frac{1}{\rho_0}\frac{\partial p_a}{\partial x}-\frac{g}{\rho_0}\int_z^{\eta}\frac{\partial \rho}{\partial x}dz-$$
$$\frac{1}{\rho_0 h}\left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x}+\frac{\partial s_{xy}}{\partial y}\right)+F_u+\frac{\partial}{\partial z}\left(v_t\frac{\partial u}{\partial z}\right)+u_s S$$

$$\frac{\partial v}{\partial t}+\frac{\partial v^2}{\partial y}+\frac{\partial uv}{\partial x}+\frac{\partial wv}{\partial z}=-fu-g\frac{\partial \eta}{\partial y}-\frac{1}{\rho_0}\frac{\partial p_a}{\partial y}-\frac{g}{\rho_0}\int_z^{\eta}\frac{\partial \rho}{\partial y}dz-$$
$$\frac{1}{\rho_0 h}\left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x}+\frac{\partial s_{yy}}{\partial y}\right)+F_v+\frac{\partial}{\partial z}\left(v_t\frac{\partial v}{\partial z}\right)+v_s S$$

式中：x、y、z 为笛卡尔坐标系；t 为时间；η 为水面相对于模型基准面的高程；d 为静水深；h=η+d 为全水深；u、v、w 分别为 x、y、z 方向的流速分量；g 为重力加速度；ρ 为海水密度，根据 UNESCO 海水标准方程计算；ρ_0 为水的密度；$f=2\Omega\sin\phi$ 为科氏力参数，Ω 为地球的自转角速度，ϕ 为地理纬度；p_a 为大气压强；s_{xx}、s_{xy}、s_{yx}、s_{yy} 为辐射应力张量分量；S 为点源排放量；u_s、v_s 为点源排水流速在 x、y 方向的速度分量；v_t 为垂向涡粘系数；F_u、F_v 为水平剪应力，可按以下公式计算：

$$F_u = \frac{\partial}{\partial x}\left(2A\frac{\partial u}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(A\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right)\right)$$

$$F_v = \frac{\partial}{\partial x}\left(A\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right)\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(2A\frac{\partial v}{\partial y}\right)$$

式中：A 为水平涡粘系数，可按 Smagorinsky1963 年提出的公式计算：$A = c_s{}^2 l^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}$，变形率 S_{ij} 计算公式为：$S_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right)$，（i，j=1，2），其中 c_s 为常数，l 为特征长度。

为了准确模拟实际海底地形的不规则形态，本文垂向采用 σ 坐标，坐标变换如下：

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

式中：$z_b = -d$，σ 的取值范围为 0～1。

1.2 计算条件与参数

1.2.1 计算条件

（1）初始条件

$$\eta(x,y,t)|_{t=0} = \eta_0(x,y)$$

$$u(x,y,t)|_{t=0} = u_0(x,y)$$

$$v(x,y,t)|_{t=0} = v_0(x,y)$$

$$w(x,y,t)|_{t=0} = w_0(x,y)$$

式中：η_0、u_0、v_0、w_0 分别为 η、u、v、w 在初始时刻的已知值。本报告均取 0。

（2）边界条件

1）海面和海底边界

海底（$z = -d$）处：

$$\omega = -u\frac{\partial h}{\partial x} - v\frac{\partial h}{\partial y}, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z}\right) = \frac{1}{\rho_0 v_t}(\tau_{bx}, \tau_{by})$$

海面（$z = \eta$）：

$$\omega=\frac{\partial\eta}{\partial t}+\mathrm{u}\frac{\partial\eta}{\partial x}+v\frac{\partial\eta}{\partial y}\ ,\quad \left(\frac{\partial u}{\partial z},\frac{\partial v}{\partial z}\right)=\frac{1}{\rho_0 v_t}(\tau_{sx},\tau_{sy})$$

其中τ_{bx},τ_{by}分别为 x，y 向的床面切应力分量；τ_{sx},τ_{sy}为海面 x，y 向的风应力分量，本次模拟$\tau_{sx}=\tau_{sy}=0$。

2）闭边界条件

所谓闭边界条件，即水陆交界条件。水陆交界的法向流速一般采用不考虑渗透作用的流体不可穿越固壁原理，即法向流速为 0，一般形式为$\vec{U}\times\vec{n}=0$，其中$\vec{U}$为流速矢量，$\vec{n}$为闭边界的法向矢量。

3)开边界条件

所谓开边界条件即水域边界条件。在此边界上，或者给定流速，或者给定潮位。本研究中开边界给定潮位。开边界强迫水位计算公式如下所示。

$$\zeta=\sum_{i=1}^{N}\{f_i H_i\cos[\sigma_i t+(V_{oi}+V_i)-G_i]\}$$

这里，f_i、σ_i是第 i 个分潮的交点因子和角速度；H_i和 G_i是调和常数，分别为分潮的振幅和迟角；$V_{0i}+V_i$是分潮的幅角。

模型开边界的强迫水位资料料采用全球调和模型求得开边界的 M_2、S_2、O_1、K_1、M_4和 MS_4六个分潮调和常数值输入计算得到。

4)动边界条件

本模型采用限制水深的方法处理动边界问题，其中 0.05m 以下为干单元，0.1m 以上为湿单元，二者区间为半干半湿单元。

1.3 计算海域及网格地形

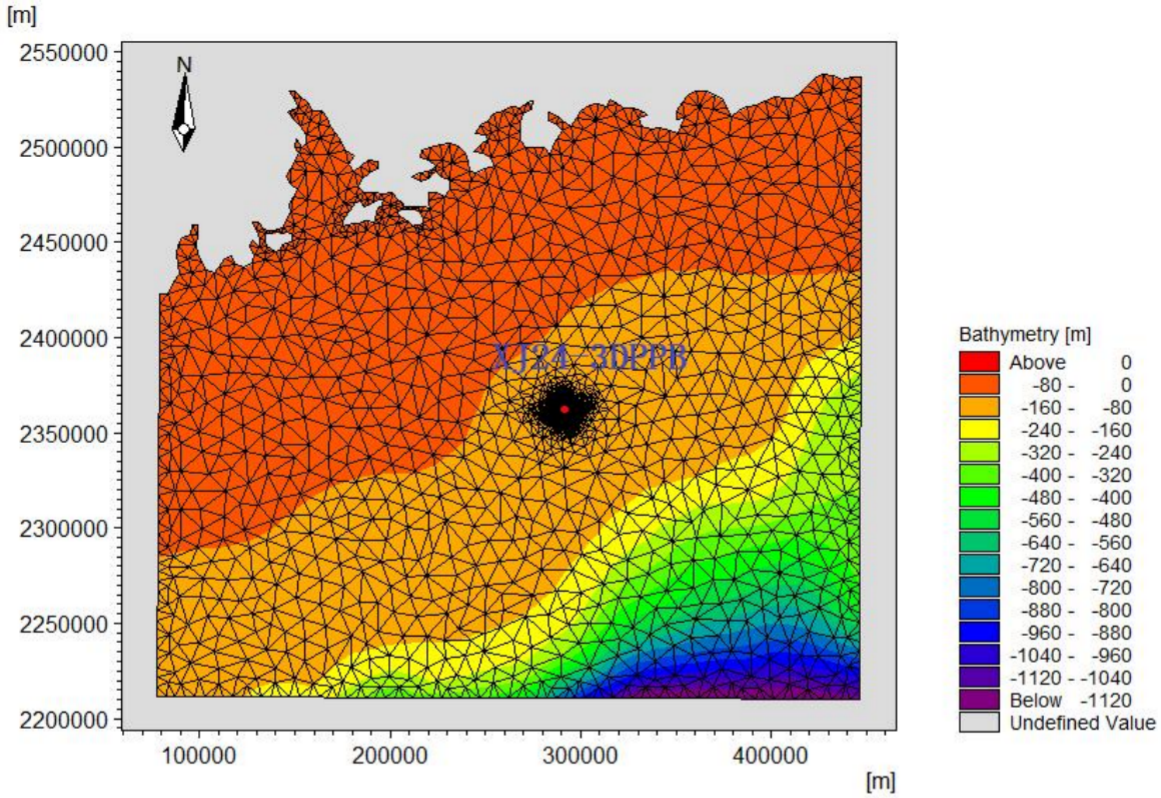

表 1.2-1 大海域计算网格及地形图

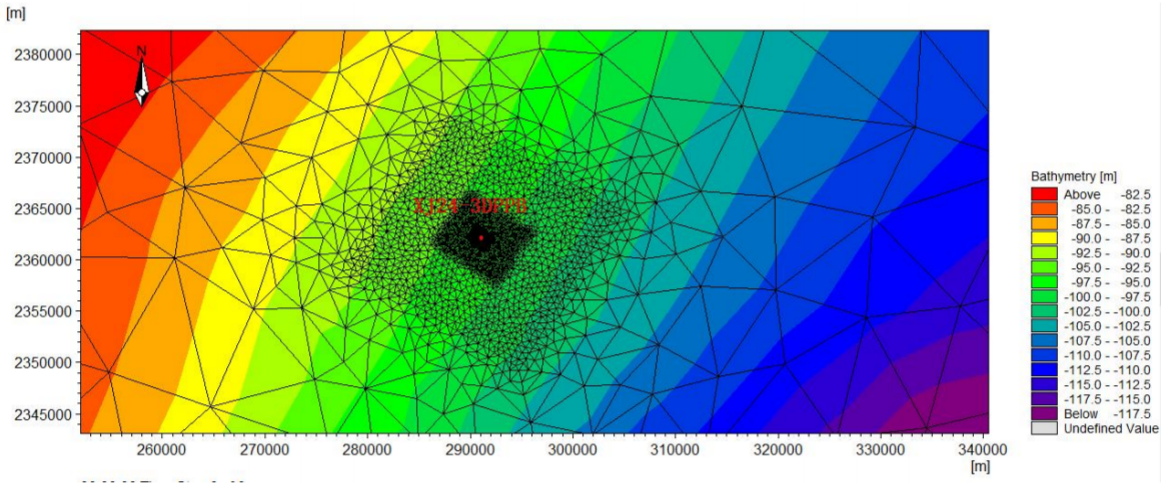

表 1.2-2 工程附近海域网格及地形图

1.4 模型验证

1.4.1 验证数据来源

在计算海域中，分别收集了 A、B、B1 点的潮流潮位实测资料，对数值计算结果进行验证。潮流潮位实测站位及位置见表 1.3-1 和图 1.3-1 所示。

图 1.3-1 海流、潮位实测站位分布图

表 1.3-1 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
A	[redacted]	[redacted]	2014.6.27~2014.6.28	潮流、潮位
B			2016.4.23~2016.4.24	海流、潮位
B1			2016.4.23~2016.4.24	潮流

1.4.2 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 1.3-2~图 1.3-6 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 1.3-2 A 站位潮位验证曲线图　　**图 1.3-3 B 站位潮位验证曲线**

图 1.3-4 A 站位潮流验证曲线（表层）

图 1.3-5 B 站位潮流验证曲线（表层）

图 1.3-6 B1 站位潮流验证曲线（表层）

1.5 流场计算结果

根据计算，计算海域潮流结构在垂向上基本一致，因此为节省篇幅，本报告仅给出大潮时第一层的潮流场。图 1.4-1 至图 1.4-2 分别为计算海域大潮时涨潮中间时和落潮中间时的第一层潮流场，图 1.4-3 至图 1.4-4 为项目附近海域大潮时涨潮中间时和落潮中间时的第一层潮流场。由图可以看出，项目附近海域基本为往复流，涨潮中间时，项目附近区域的潮流为 SSE-NNW 流向，最大涨潮流速约为 37cm/s；落潮中间时，项目附近区域的潮流为 NNW-SSE 流向，最大落潮流速约为 41cm/s。

图 **1.4-1** 计算海域涨潮中间时潮流场（大潮时，第一层）

图 **1.4-2** 计算海域落潮中间时潮流场（大潮时，第一层）

图 1.4-3 项目附近海域涨潮中间时潮流场（大潮时，第一层）

图 1.4-4 项目附近海域落潮中间时潮流场（大潮时，第一层）

2. 悬浮物扩散模型

悬浮物物质输运过程由以下方程表示：

2.1 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，$k_p=p\cdot\omega$，p 为沉降概率，ω为沉速；

C_s：为源项的排放浓度；

D_h：为横向扩散系数；

D_v：为垂向扩散系数；

其它符号同上。

2.2 边界条件

固边界上，浓度通量为 0。

开边界上，

$$C|_\Gamma=0 \qquad \text{入流段}$$

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

其中 n 为边界的法线方向，Γ 为水边界。

2.3 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。

2.4 沉降速度

泥沙沉速与泥沙颗粒粒径有关。对于泥沙粒径<0.02mm 的，将发生絮凝现象，沉速取 0.0005m/s。对于粒径大于>0.02mm 的，悬浮物沉速采用武汉水利电力学学院静水泥沙沉速公式计算，公式如下所示。

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

其中，υ为水运动粘滞系数，取值 0.0000011m^2/s；D 为悬浮物中值粒径（mm）；α 为重率系数，取 1.7。

附录 2：环境风险专项评价

1. 评价依据

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），结合本项目情况，对项目在建设阶段和生产阶段可能存在的事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率以及可能影响的范围和程度，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

1.1 风险调查

经过风险调查，本工程所涉及的危险物质主要包括原油（以采出液形式存在）、天然气和压缩的 CO_2。危险有害特性及安全技术分析详见表 1.1-1、表 1.1-2 和表 1.1-3。

表 1.1-1 原油理化及危险性质

<table>
<tr><td rowspan="2">标识</td><td colspan="2">中文名：原油</td><td colspan="2">英文名：Crude Oil</td></tr>
<tr><td>危规号：32003</td><td>UN 编号：1267</td><td colspan="2">CAS 号：8030-30-6</td></tr>
<tr><td rowspan="3">理化特性</td><td colspan="2">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</td><td colspan="2">溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂</td></tr>
<tr><td colspan="2">凝点（℃）：-6℃</td><td colspan="2">禁忌物：强氧化剂</td></tr>
<tr><td colspan="2">稳定性：稳定</td><td colspan="2">聚合危害：不聚合</td></tr>
<tr><td rowspan="5">危险特性</td><td colspan="2">危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体</td><td colspan="2">引燃温度（℃）：350</td></tr>
<tr><td colspan="2">闪点（℃）：44</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物：CO、CO_2</td></tr>
<tr><td colspan="2">爆炸下限（v%）：1.1</td><td colspan="2">爆炸上限（v%）：8.7</td></tr>
<tr><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td colspan="4">灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土</td></tr>
<tr><td>毒理性质</td><td colspan="2">LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）</td><td colspan="2">毒性判别：低毒类</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害</td><td colspan="4">侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。</td></tr>
<tr><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">急救</td><td colspan="4">皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。</td></tr>
<tr><td colspan="4">眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。</td></tr>
<tr><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td colspan="4">食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。</td></tr>
</table>

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 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas
	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：强氧化剂、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℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与央企、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想放弃才。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 1.1-3 二氧化碳理化特性及危险特性表

标识	中文名称：二氧化碳		分子式：CO_2	分子量：44.01
	英文名称：carbon dioxide		UN 编号：1013	
	CAS 号：124-38-9		危险货物编号：22019	
理化特征	外观与性状	无色无臭气体		
	熔点（℃）	-56.6(527kpa)	饱和蒸气压	1013.25 (-39℃)
	沸点（℃）	-78.5（升华）	引燃温度	无意义
	相对密度	（水=1）1.56(-79℃)　(空气=1): 1.53		
	爆炸上限（%）	无意义	临界压力（Mpa)	无意义
	爆炸下限（%）	无意义	临界温度（℃）	31
	溶解性	溶于水、烃类等多数有机溶剂。		
	主要用途	用于制糖工业、制碱工业、制铅白等，也用于冷饮、灭火及有机合成。		
急救措施	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。		
	健康危害	在低浓度时，对呼吸中枢呈兴奋作用，高浓度时则产生抑制甚至麻痹作用。中毒机制中还兼有缺氧的因素。急性中毒：人进入高浓度二氧化碳环境，在几秒钟内迅速昏迷倒下，反射消失、瞳孔扩大或缩小、大小便失禁呕吐等，更严重者出现呼吸停止及休克，甚至死亡。固态（干冰）和液态二氧化碳在常压下迅速汽化，能造成-80～-43℃低温，引起皮肤和眼睛严重的冻伤。慢性影响：经常接触较高浓度的二氧化碳者，可有头晕、头痛、失眠、易兴奋、无力等神经功能紊乱等。但在生产中是否存在慢性中毒国内外均未见病例报道。		
	燃爆危险	本品不燃。		

1.2 危险物质向环境转移的途径识别

本项目危险物质包括原油，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 1.2-1 危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
原油	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

1.3 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为原油、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，天然气（甲烷）的临界值为 10t。

本次[redacted]口调整井生产设施依托原工程，[redacted]口调整井的最大油类及天然气在线量

为平台上工艺管线中所包含的油量及气量，[redacted]平台上 CO_2 封存设施新增工艺管线，但平台上天然气无新增。[redacted]台上工艺管线及相关设施无新增。项目新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底混输管道，为管径[redacted]管道，海底管道原油最大在线量约为 48 m^3（已考虑含水，原油密度为 847kg/m^3，约合 40.7t），本项目所涉及的危险物质在线量详见下表。

表 1.3-1 危险物质在线量情况表

危险单元	危险物质名称	规格	长度/容积	最大存在总量 qn /t	临界量 Qn /t	该种危险物质 Q 值
[redacted]	原油	[redacted]		40.7	2500	0.0163
合计						0.0163

本项目危险物质数量与临界量比值 Q=0.0163＜1，因此，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

1.4 风险评价等级

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 1.4-1 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。

2. 环境敏感目标概况

2.1 环境敏感目标分布

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下表。

表 2.1-1 环境风险敏感目标分布表

类型	功能区名称	最短距离（km）及方位	产卵期
产卵场	短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场	[redacted]	短尾鳍大眼鲷（产卵期 4~7 月），产卵盛期为 5 月；
	黄鲷南海北部产卵场		黄鲷（产卵期 12~3 月），产卵盛期为 1 月；
	鲐鱼珠江口近海产卵场		鲐鱼（产卵期 1~3 月）产卵盛期为 3 月；
	金线鱼产卵场		金线鱼（产卵期 3~8 月），，产卵盛期 5～6 月；
	鲐鱼粤东外海区产卵场		鲐鱼（产卵期 2~4 月），产卵盛期 4 月；
	蓝圆鲹粤东外海产卵场		蓝圆鲹（产卵期 3~7 月），产卵盛期为 3～5 月；
	深水金线鱼产卵场		深水金线鱼（产卵期 3~9 月），产卵盛期为 6～9 月。
自然保护区/海洋保护区	担杆列岛海洋保护区		/
	东沙群岛珊瑚礁和海鸟自然保护区		/
	针头岩海洋保护区		/
备注：“*”[redacted]平台不涉及钻井液和钻屑排放。			

3. 环境风险识别

3.1 风险识别

本工程在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等。

3.1.1 井喷/井涌

本项目共实施[redacted]口调整井，在钻、完井和修井作业中，由于对地层压力变化判断失误或地层压力过高、配备的钻井泥浆比重失调以及采取的防井喷措施失当，可能导致发生井喷/井涌。伴随井喷释放的有大量烃类物质，当烃类浓度在爆炸极限之内时，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。

由于钻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。

根据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）常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目于西江油田群和惠州油田群实施[redacted]口调整井，包括[redacted]口生产井和[redacted]口注水井。经计算，发生井喷概率为 1.78×10^{-4} 次/a，发生井涌概率为 1.74×10^{-4} 次/a。

表 3.1-1 常规油井井涌和井喷事故概率

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

3.1.2 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

本项目涉及 5 座平台，井口区 5 处，油气处理区 5 处、油气输送区 5 处和分离器区 5 处。由此估算生产运营期间，设施火灾事故发生频率为 2.85×10^{-2} 次/a。

由于本项目钻井期钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风不易形成烃类物质积聚；且禁止明火作业和吸烟，因此由于烃类物质的释放和聚集引起火灾进一步引起溢油事故概率低一个数量级，因此，平台火灾引起的泄漏溢油事故概率不高于 2.85×10^{-3} 次/a。

3.1.3 船舶燃料油泄漏

本项目施工期铺设海管阶段使用 6 条船，施工船舶受风、流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，但本项目建成后不新增船舶使用数量，运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。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 3.1-2 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}

由上表计算可知在本工程中发生船舶碰撞并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。综上分析可以认为船舶碰撞引发溢油事故的概率将比船舶碰撞产生重大损伤的概率低一个数量级，由施工期船舶碰撞引起的泄漏事故的概率小于 5.0×10^{-7} 次/a。

3.1.4 海底管道和立管油气泄漏事故

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。

根据莫特麦克唐（Mott McDonald）公司 2003 年出版的报告《PARLOC2001：The up date of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km。同时，挪威船级社（DetNorskeVeritas，DNV）的《Riser/Pipeline Leak Frequencies，2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。

表 3.1-3 不同管径的管道在不同位置的事故概率统计

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道（开阔海域）	井流管道，以及输送未处理流体的小管道	5.0×10^{-4}	次/km·a

管道	类别	泄漏概率	单位
	输送处理后的油气，管径≤24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径＞24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
海底管道（平台周围安全区内）	管径≤16 英寸	7.9×10^{-4}	次/年
	管径＞16 英寸	1.9×10^{-4}	次/年
柔性管（海底管道）	全部	2.3×10^{-3}	次/km·a
立管	钢管-管径≤16 英寸	9.1×10^{-4}	次/年
	钢管管径＞16 英寸	1.2×10^{-4}	次/年

本项目新建[redacted]海底混输管道，内管管径为[redacted]，泄漏概率为 1.224×10^{-4} 次/a。

3.1.5 平台工艺管线泄漏

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。

此外，根据近年来海上发生的事故情况，在紧急泄放情况下，尤其是当泄放量大时，从泄放系统释放的气体会带出少量原油，或由于火炬燃烧不充分，排出的气体瞬时带出少量未燃烧的原油，导致少量原油入海。

3.1.6 油基钻井液泄漏

本项目有[redacted]口调整井会采用到非水基钻井液，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非水基钻井液排海、泥浆池外溢及转运泄漏等风险。

本项目使用非水基钻井液作业时，所有排海口均挂牌封闭，非水基钻井液排海风险极低；非水基钻井液平时存储在平台泥浆池里，平台及时用泵将钻井液打到支持船船舱内，定期巡查非水基泥浆池、管线、软管，确保设备处于良好状态，防止跑、冒、滴、漏现象发生；泥浆池外溢风险极低；操作人员严格遵循作业守则，非水基钻井液转运泄漏可能性极低。且该风险仅存在于钻井期间，运行期不存在非水基钻井液泄漏风险。

3.1.7 地质性油气泄漏

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

地质性溢油风险分析详见 3.3 节。

3.2 溢油事故溢油量估计

3.2.1 建设阶段

本项目建设阶段溢油事故的主要泄放物质包括井流和施工船舶燃料油等。如前所述，发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。因此本节只给出建设阶段因船舶碰撞泄漏的燃料油最大可能溢油量。

本项目施工期间，拟采用饱和潜水支持船、驳船、拖轮和铺管船进行施工作业。本项目取施工船舶燃料油舱的单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量，最大可能溢油量取 100m^3。

3.2.2 生产阶段

生产阶段可能发生井喷、地质性溢油、船舶碰撞和海底混输管道泄漏引起的溢油事故。由于本项目运营期不新增值班船等，故不新增运营期船舶碰撞风险。如前所述，一旦发生井喷/地质性溢油等事故，其溢油量难以估计。现有工程依托的海底混输管道如破裂将发生溢油事故，主要排放物质是原油。根据海底管道事故统计分析结果，发生管道腐蚀穿孔、小孔泄漏的事故概率最高，发生管道断裂事故的概率相对较小。本项目新建[redacted]平台的海底混输管道，溢油量选择新建的[redacted]平台海底管道进行估算，该管道总长[redacted]，选取最大内管尺寸为[redacted]。当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统。发生泄漏后在管段两侧截断阀关闭的情况下，管段里的油品一般不会完全泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）：“油气长输管线泄漏事故，截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需时间计”。因此，本项目截断阀启动后泄漏量仅考虑阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量。

当管线发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后管线内部分原油会缓慢漏出。管线泄漏时，选取最不利情形即管线断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781\cdot V_{pipe}\cdot f_{rel}\cdot f_{GOR}+V_{pre\text{-}shut}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量 ，bbl（1bbl≈0.159m³ ）；

V_{pipe} 为管段体积，ft³（1ft³≈0.0283m³ ）；

f_{rel} 为最大释放量分数，计算过程附后；

f_{GOR} 为输送条件降低因子，取 0.3；

$V_{pre\text{-}shut}$ 为自动关断系统启动前泄漏量，bbl。

(1) 自动关断系统启动前泄漏量

自动关断系统启动前泄漏量（$V_{pre\text{-}shut}$）根据 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台 10in 海底混输管道液体泄漏速率与泄漏时间进行计算：

$$V_{pre\text{-}shut}=Q_L \cdot t$$

式中：

Q_L—液体泄漏速率，m³/s；

t——泄漏时间，s。

QL 根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中推荐的液体泄漏速率公式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常用 0.6～0.64，本次取值 0.64；

A——裂口面积，m²，全管径泄漏则裂口面积为 0.05 m²；

ρ——泄漏液体密度，kg/m³，取原油密度；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g ——重力加速度，9.81m/s²；

h——裂口之上液位高度，m；取 0m。

计算得 QL 为 2310.65kg/s，$V_{pre\text{-}shut}$ 为 495.14bbl。

(2) 自动关断系统启动后溢油量

自动关断系统启动后，管道内压力逐渐下降，当管道内压力下降至与管道外环境压力相同时，管道内流体将不再溢出管道。根据美国矿业管理部管道油品泄漏量估算导则，该管道自动关断系统启动后溢油量应为 $0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR}$，经计算得 68.85bbl。

(3) 管道泄漏量合计

$$V_{rel}=0.1781\cdot V_{pipe\cdot frel}\cdot f_{GOR}+V_{pre\text{-}shut}\approx 563.98bbl$$

综合考虑溢油关断、封堵，最终确定管道内溢出液量为 563.98bbl，含水率为 62.43%，原油密度 847kg/m³，则油品泄漏体积为 35.42m³，折合重量 30t。

3.2.3 最大可信事故选取

据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将海上油气开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳。

本项目主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、船舶碰撞、管线破裂溢油和地质性溢油等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。事故风险高低通常用环境风险危害程度来表征。进行环境风险分析的目的是确定那些环境风险程度较高的溢油事故，从而采取相应的防范措施。

表 3.2-1 本项目各类溢油事故环境风险判别

事故类型	规模	事故概率	环境风险危害程度
井喷	不定	中	高
火灾爆炸	不定	中	高
地质性溢油	不定	中	高
船舶碰撞	小	低	低
海底管道破裂	中	中	高

结合上述分析本项目最大可信事故选取 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台海底管道破裂溢油事故，油品最大可能溢泄漏体积为 35.42m³，含油量为 30t。

3.3 地质性溢油风险分析

西江油田群和惠州油田群位于中国南海珠江口盆地，油田投产以来一直处于安全生产状态。为进一步确保油田的安全生产，结合调整井工程方案，本次地质性溢油风险分析针对西江 23-1 油田、西江 24-3 油田、西江 30-2 油田、惠州 32-5 油田，对可能导致油田溢油风险因素进行分析和排查。

3.3.1 断裂系统分析

本项目油田整体开发构造见图 3.2-1。

图 3.2-1 油田区域构造图

（1）西江 24-3 油田

1) 西江 24-3 油田西江 24-1 区

[redacted]

[redacted]

图 3.3-1 西江 24-3 油田西江 24-1 区 H13 油藏顶面构造图

图 3.3-2 西江 24-3 油田西江 24-1 区地震剖面图

2) 西江 24-3 油田西江 24-2 区

[redacted]

图 3.3-3 西江 24-3 油田西江 24-2 区 WC410 断层组合与方差提属性叠合图

图 3.3-4 过 XJ24-2-2 井主测线地震剖面（Line3635）

3) 西江 24-3 油田西江 24-3 区

[redacted]

[redacted]

图 3.3-1 西江 24-3 油田西江 24-3 区 H1 油藏构造图

图 3.3-2 西江 24-3 油田西江 24-3 区地震剖面图

（2）西江 30-2 油田西江 30-2 区

[redacted]

图 3.3-3 西江 30-2 油田西江 30-2 区 HB 油藏顶面构造图

图 3.3-4 西江 30-2 油田西江 30-2 区地震剖面图

（3）西江 23-1 油田

[redacted]

图 3.3-5 西江 23-1 油田 H1B 油藏构造图

图 3.3-6 西江 23-1 油田地震剖面图

（4）惠州 32-5 油田

[redacted]

[redacted]

图 3.3-11 惠州 32-5 油田深度域地震剖面（0-1800ms）

[redacted]

图 3.3-12 惠州 32-5 油田方差体平面属性（0-300ms）

3.3.2 地层压力分析

（1）西江 24-3 油田

1) 西江 24-3 油田西江 24-1 区

[redacted]

2) 西江 24-3 区西江 24-2 区

[redacted]

3) 西江 24-3 区西江 24-3 区

[redacted]

（2）西江 30-2 油田西江 30-2 区

[redacted]

（3）西江 23-1 油田

[redacted]

[redacted]

（4）惠州 32-5 油田

[redacted]

3.3.3 油田开发方式分析

（1）西江 24-3 油田

1) 西江 24-3 油田西江 24-1 区

西江 24-3 油田西江 24-1 区采用天然能量开发，其中 H9 油藏由于储层非均质性较强，天然能量不足，为弱边水驱替，投产后油井因能量不足地层压力下降（地层压力平均降低 6～7MPa），后期计划采用助流注水开发。由水源层 H1C 向目的层 H9 注水，水源层 H1C 地层压力 21.04MPa，为正常压力系统；助流注水时，[redacted] 因此注水井不会产生溢油风险。

2) 西江 24-3 油田西江 24-2 区

西江 24-3 油田西江 24-2 区 WC410 计划采用自流注水加助流注水开发，由水源层 ZJ459、ZJ460 向目的层 WC410 注水，水源层 ZJ459、ZJ460 [redacted] 为正常压力系统；助流注水时，[redacted] 因此注水井不会产生溢油风险。

3) 西江 24-3 油田西江 24-3 区

西江 24-3 油田西江 24-3 区目前采用天然能量开发，天然能量充足，生产过程中不会产生高压，以及较大的压力波动，因此开发方式不会产生溢油风险。其中，H2A 层位在生产过程中存在剩余油动用不均衡及能量亏空，对 H2A 层采用助流注水开发，该过程不会造成 H2A 层注入压力高于地层破裂压力。助流注水时，[redacted] 因此注水井不会产生溢油风险。

（2）西江 30-2 油田西江 30-2 区

西江 30-2 油田西江 30-2 区采用天然能量开发，天然能量充足，生产过程中不会产生高压，以及较大的压力波动，因此开发方式不会产生溢油风险。

（3）西江 23-1 油田

西江 23-1 油田采用天然能量开发，天然能量充足，生产过程中不会产生高压，以及较大的压力波动，因此开发方式不会产生溢油风险。由于 H000、HA、H1B、H2、H2A、H3 和 H3B 层位存在剩余油动用不均衡、H2-1 层位因存在岩性边界存在能量亏空，计划采用自流/助流注水开发，该过程不会造成 H000、HA、H1B、H2、H2-1、H2A、H3 或 H3B 层注入压力高于地层破裂压力。助流注水时，[redacted]因此注水井不会产生溢油风险。

（4）惠州 32-5 油田

惠州 32-5 油田开发方案利用天然能量开采，不涉及注水，并且整个开采过程为降压过程，因此由开发方式导致的地质溢油的可能性极小。惠州 32-5 油田于 1999 年 2 月投产，至今没有发生地质性溢油事故。

[redacted]

计划对 HJ630 咸水层注入 CO_2，HJ630 咸水层（韩江组）埋存浅[redacted]连续性好，物性好（[redacted]，注入能力强，同时该咸水层盖层封闭性良好，且区域无断层，无气体泄漏风险。

3.3.4 注水溢油风险分析

本项目在西江油田群共有[redacted]涉及注水，其中西江 24-3 油田西江 24-2 区（XJ24-3DPPB 平台）涉及[redacted]，西江 24-3 油田西江 24-3 区（XJ24-3FDD 平台）涉及[redacted]，西江 23-1 油田（XJ23-1DPP 平台）涉及[redacted]。

（1）西江 24-3 油田西江 24-3 区（注水）

1）注水水源

[redacted]

2）注水方式

XJ24-3-A16ST2 井采用同井注采，上部水源层（如 H0、HA 或 HB 等）的地层水回注至油田其他在生产油藏（如 H2A 层）。

3）最大井口注入压力

H2A 层位在生产过程中存在剩余油动用不均衡及能量亏空，对 H2A 层采用助流注水开发，该过程不会造成 H2A 层注入压力高于地层破裂压力。助流注水时，[redacted]，因此注水井不会产生溢油风险。

4）注采关系

西江 24-3 油田西江 24-3 区注采关系如下：

表 3.3-1 西江 24-3 油田西江 24-3 区注采关系表

平台名称	井号	井别	井型	注水层位	注入水源种类	受效采油井
[redacted]						

5）注水井与风险断层距离

XJ24-3-A16ST2 井距离 H2A 层断层最近距离[redacted]。

（2）西江 24-3 油田西江 24-2 区

1）注水水源

江 24-3 油田西江 24-2 区水源来自 ZJ459、ZJ460 层，[redacted]Pa。

2）注水方式

西江 24-3 油田西江 24-2 区采用自流注水加助流注水方式，ZJ459、ZJ460 层地层水通过井筒或井下注水管柱向 WC410 层注水补充能量。

3）最大井口注入压力

由于采用井下注水，无井口注入压力参数。[redacted]a。

4）注采关系

西江 24-3 油田西江 24-2 区注采关系如下：

表 3.3-2 西江 24-3 油田 24-2 区注采关系表

油田名称	井号	井别	井型	注水层位	注入水源种类	受效采油井
[redacted]						

油田名称	井号	井别	井型	注水层位	注入水源种类	受效采油井
[redacted]						

5）注水井与风险断层距离

本次申报的[redacted]口注水井均为新增井槽实施的注水井，距离断层最近的[redacted]口注水井为[redacted]，距离断层约[redacted]。

（3）西江 23-1 油田（注水）

1）注水水源

西江 23-1 油田注水水源来自 H01 油藏，斜深[redacted]。

2）注水方式

西江 23-1 油田采用同井注采，H01 油藏的地层水回注至油田其他在生产油藏。

3）最大井口注入压力

[redacted]

4）注采关系

西江 23-1 油田注采关系如下：

表 3.3-3 西江 23-1 油田注采关系表

油田名称	井号	井别	井型	注水层位	注入水源种类	受效采油井
西江 23-1 油田	[redacted]					

5）注水井与风险断层距离

本次调整井工程的[redacted]口注水井均为老井转注，离断层最近的一口注水井为[redacted]井，[redacted]。

3.3.5 地质性溢油风险防范措施

（1）钻井设计溢油风险防范措施

西江油田、惠州油田均严格按照《海洋钻井手册》、《井身结构设计方法》（SY/T 5431-2017）等相关规定对井身进行设计，配备了相应的防喷设施。目前海上除西江 23-1 使用 3000psi 压力等级采油树，其他平台均使用 5000psi 压力等级采油树，材质均为 BB-CC 级，温度等级：U 级。

（2）注水井采取的风险防范措施

1）新增井槽实施的注水井，建议钻完井期间做好固井质量监测。

2）老井转注实施的注水井，转注前做好井筒完整性检查，确保井眼不发生漏失。

（3）西江油田地质性溢油风险防范措施

西江各油田属于常温常压地层，无异常高压层，西江 23-1 油田、西江 24-3 油田西江 24-3 区、西江 24-3 油田西江 24-2 区设计注水井注入压力远低于储层岩石破裂压力。除西江 24-3 油田西江 24-3 区和西江 24-3 油田 24-2 区油藏剖面显示存在断层，需做好防漏堵漏预案及措施，其余油田无断层。地层溢油风险较小，在钻井过程中下列工艺能够杜绝溢油隐患：

1) 表层套管下入深度在 [redacted]，该深度地层破裂压力能满足钻井作业要求，不会出现钻井液压漏地层导致的溢油风险，也满足井控时的压井要求；

2) 从设计源头着手，在断层前提前下入生产套管，规避断层风险；作业过程中制定详细的防漏堵漏预案，现场储备足够堵漏材料，应对可能存在的漏失发生；

3) 固井方式采用了单级双封的固井方式，尾浆封固该油田最上部油层以上 150 米，防止地层原油从套管间隙溢出，首浆封固段与表层套管上下各重叠 100 米，彻底杜绝了原油溢出；

4) 钻井作业过程中准备充足的压井材料，做到有备无患；

5) 持续做好各油层压力动态监测，合理选择能量补充参数，确保不存在人为压力异常。

（4）惠州油田地质性溢油风险防范措施

6) 压力系统监控完善，合理使用钻井液密度，钻井作业期间做好一级井控工作；

7) 井口井控装置满足设计标准要求，井口材质满足防腐要求，井身结构设计合理，满足钻井作业和后期生产要求；

8) 在钻完井作业过程中，应按《钻完井作业 HSE 工作流程图》的要求开展工

作；

9) 钻完井液和钻屑的排放执行《深圳分公司健康安全环保体系-钻完井分册》中“钻完井液和岩屑管理”的规定；

10) 设备必须保持良好的工作状态，无跑、冒、滴、漏现象；

11) 无论是设备漏油还是井口带出的油，必须用吸油材料擦掉后回收处理，禁止使用消油剂处理后用水冲入海中；

12) 含油污水未经处理不得直接排海，排放应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》的要求；

13) 发生溢油事故后执行分公司《应急预案》中溢油应急程序；

14) 定期组织溢油演习；

15) 按要求填写海上油田防污染报表。

3.3.6 地质性溢油风险结论

综合以上分析结果，西江油田四个油田范围内无浅层气和通海断层，储盖组合良好，属于常温常压地层，无异常高压层。西江 30-2 油田西江 30-2 区、西江 23-1 油田和西江 24-3 油田西江 24-1 区含油范围内无断层发育，西江 24-3 油田西江 24-3 区和西江 24-3 油田 24-2 区含油范围内存在断层（但是均未断至海底），西江 24-3 油田西江 24-3 区、西江 24-3 油田西江 24-2 区投产至今的生产实践表明，断层对油田生产影响较小，基本不存在断层溢油风险。西江 30-2 油田西江 30-2 区采用天然能量开发，西江 23-1 油田、西江 24-3 油田西江 24-3 区、西江 24-3 油田西江 24-2 区后期采用天然能量及注水方式开发，但是设计注水井注入压力远低于储层岩石破裂压力，因此造成油藏溢油的主要地质、开发风险较小。钻井过程中严格按照作业规范实施，预防和解决实际作业中的防碰问题，降低溢油风险。

惠州 32-5 油田发育一定厚度的稳定泥岩，各油层自成独立的油水系统，形成良好的储盖组合，地层压力属于正常压力系统，原油伴生气不含 H_2S，油田采用天然能量开采，不涉及注水，本项目为修井作业下入注气管柱，形成[redacted]口采油注气井。从地质油藏来看，油田无地质溢油风险。

因此，本项目油田地质条件及断层风险认识清楚，调整井方案可行，在钻井及生产过程中严格按照设计和操作规范实施，地质性溢油风险是可控的。

3.4 浅层气风险分析及应对措施

3.4.1 浅层气因素排查

（1）西江 24-3 油田

1) 西江 24-3 油田西江 24-1 区

西江 24-3 油田西江 24-1 区已钻探井及开发生产井[redacted]。西江 24-3 油田西江 24-1 区油田已钻井录井气测从 680m 左右开始，上部气测基台值低，未见明显的气层特征。油田已钻井测井最浅从 700m 开始，未见明显的气层特征。本油田连井地震剖面上未见明显振幅异常，录井资料在本段未见明显气层特征，浅层气存在概率低。

2) 西江 24-3 油田西江 24-2 区

西江 24-3 油田西江 24-2 区已钻探井及评价井，录井气测从 730m 左右开始、测井最浅从 1200m 开始，未见明显的气层特征。本油区连井地震剖面以及振幅切片上未见明显振幅异常，浅层气存在概率低。

3) 西江 24-3 油田西江 24-3 区

西江 24-3 油田西江 24-3 区已钻探井及开发生产井[redacted]。录井气测从 200m 左右开始，未见明显的气层特征。油田已钻井测井最浅从 600m 开始，未见明显的气层特征。连井地震剖面上未见明显振幅异常，录井资料在本段未见明显气层特征，浅层气存在概率低。

（2）西江 30-2 油田西江 30-2 区

西江 30-2 油田西江 30-2 区已钻探井及开发生产井[redacted]，XJ30-2-B20ST4 井录井气测从 520m 左右开始，未见明显的气层特征。油田已钻井测井最浅从 400m 开始，未见明显的气层特征。过井地震剖面无明显振幅异常区，浅层气存在概率低。

（3）西江 23-1 油田

西江 23-1 油田已钻探井及开发生产井[redacted]。录井气测从 600m 左右开始，气测值较低，未见明显的气层特征。油田已钻井测井最浅从 600m 开始，未见明显的气层特征。连井地震剖面不存在振幅异常区，浅层气存在概率低。过 XJ23-1-A20H1 井地震剖面未见明显断层，但是该井作业过程中[redacted]注意漏失风险。

（4）惠州 32-5 油田

惠州 32-5 油田目前共有[redacted]，录井资料从 650-800m 左右开始，未见明显的气层特征，存在一定的疑似浅层气特征，结合实际钻井情况无浅层气反应。测井资料探井从 110m 开始，其余井约从 1250m 开始均未见明显的气层特征。

本次研究采用 CACT 作业集团于 2001 年处理完成的叠前时间偏移地震资料。连井地震剖面和相干体剖面分别在 250ms-500ms 和 1000ms-1200ms 存在异常区，但录井资料在本段未见气层异常，浅层地震异常主要由地震数据采集不全和采集脚印引起，浅层气存在概率低。

综上，本项目西江油田采用录测井解释分析、浅层气地震预测等方法对项目涉及油田的浅层气问题进行了排查。录井及测井特征和地震资料表明，本次调整井项目涉及的西江各油田和惠州油田均未见明显浅层气特征，仅在惠州 32-5 油田井口处存在疑似浅层气特征，建议后续进一步落实浅层气和气层发育情况。

3.4.2 浅层气相关措施

根据西江、惠州油田现有掌握的资料，本次调整井工程涉及的各油田整体未见明显浅层气特征，仅在惠州 32-5 油田部分井口处存在疑似浅层气特征。针对可能发生的浅层气事故，西江、惠州油田制定了如下风险防范措施。

（1）地质油藏应对建议

1) 为进一步落实惠州 32-5 油田浅层气和气层发育情况，建议在后续调整井的设计和实施中选取 1 口井将录井、测井范围扩大至 100m。

2) 对录井、测井及地震识别出的疑似浅层气发育区，下游专业注意加强风险防范并制定相关应对措施。

3) 在随钻过程中加强对浅层气的识别和应对。

（2）钻完井设计应对措施

基于地质油藏专业的提示，钻完井专业遵照相关标准规范在设计过程中开展了针对性的研究，但由于对现场的认识情况仍具有不确定性，以下设计可基于实钻情况针对性调整。

1) 井身结构

本次调整井井数共计[redacted]，均配备了水上防喷系统。

2) 钻井液

优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力。确保储备足够的泥浆、重泥浆以及海水，对于可能钻遇浅层气的井，表层钻进备用加重材料。

3) 固井

表层套管固井水钻井液返至泥面。对于可能钻遇浅层气的井，表层固井水钻井液体系优化为防气窜水钻井液体系，并优化冲洗液，固井过程中提高顶替和固井质量。表层套管固井后，应及时安装套管四通及盲法兰，并安装压力表进行监测。

4) 井控装置

本项目区域为常规地层压力，压力系数 0.9-1.01，根据井控标准配置防喷器。

（3）钻完井作业应对措施

结合地质物探调查和浅部地质风险评价研究结论，本次计划实施调整井的西江、惠州油田地质条件及断层风险认识清楚，油田范围内无浅层气和通海断层。如存在钻遇浅层或钻遇浅层气的可能，可参考以下应对措施。

1) 表层井眼钻进过程中浅层气应对措施

作业准备与要求如下：

① 在平台上召开专门的安全会议，介绍钻浅层气的作业程序、应急程序、作业要求。参加人员主要为作业人员、高级队长、井队作业人员、船长、控制室人员、泥浆工程师及固井工程师等。

② 检验可燃气体探头、警报系统，校准有关仪表及传感器。

③ 举行弃船、消防应急演习。

④ 救生艇处于准备下放的状态（解掉安全绳）。

⑤ 检验井口甲板（月池）周围的消防系统，以及锚机处的喷水系统。

⑥ 水密门、窗应保持关闭状态。

⑦ 提前备足至少两倍井眼容积的压井液及加重材料。

⑧ 备用钻井液池尽量放满海水。

⑨ 在钻进期间，值班船应安装气体检测器，并在上风上流位置航行待命。

⑩ 应选择在白天钻开浅层气地层。

⑪ 浅层气钻进过程中，尽量控制现场作业人员的数量。

2) 一开井眼钻进过程中浅层气应对措施

井眼钻进时已建立闭路井口，如下图所示，隔水导管上部安装分流器（转喷器），预接放喷管线，在钻进过程中考虑采用分流放喷或压井方式实施井控。

作业准备与要求如下：

① 一开安装分流器，若钻遇浅层气，先放喷，后关转喷器并经放喷管线放喷

后，控制转喷器压力不高于 500psi，并派专人现场服务，尽量避免人为操作错误；

② 合理安排和利用泥浆池：确保储备足够的泥浆、重泥浆以及海水；

③ 尽可能选择良好的季节和白天开孔，以有利于观察井口气泡变化情况；

④ 每个平台第一口井均需采用 8-1/2”钻头领眼钻井；

⑤ 钻具组合中应考虑加装单流阀，并将单流阀位置尽可能接近钻头处，以防止钻具排空；

⑥ 钻进时尽可能控制钻速（控制瞬时机械钻速<20 米/小时，采用多循环并随时观察海面井口气泡的反应情况）。

⑦ 钻遇浅层气的处理程序：

A. 若海面冒气泡、有微小气流：

a. 继续循环，观察气泡／气流是否正在增加；

b. 针对气泡／气流稳定或稀少的情况，钻 1～2m 新地层之后再次循环观察；

c. 如果气泡／气流增加，应转入下步，否则继续钻进。

B. 若有较大气流出现：

a. 以尽可能快的速度泵入压井液压住气流。

b. 决定是否采取下述具体行动： 浅层气位于相对较深的位置时，注水泥塞封井，扩眼至浅层气顶部，提前下入导管，安装分流器（转喷器）； 浅层气位于相对较浅的位置，将使用低密度的钻井液逐渐、分步循环，同时密切观察井眼、海面的变化情况，寻求以平衡浅层气的钻井液密度钻穿气层，然后扩眼到φ914.4mm，下入导管封住浅层气固井。

C. 若有极大的气流出现，危及平台和作业人员的安全时：

a. 拉响弃船警报。

b. 撤离部分人员到值班船上。

c. 在进行上述作业时，迅速泵入压井钻井液。

d. 如果气流得到有效控制，则确定下一步作业措施；如气流无法得到有效控制，则应继续泵入现有的钻井液、海水，直到人员撤完。

⑧ 井眼钻进时未安装分流器或转喷器时的处理：

作业的准备与要求：与已建立井口闭路循环的内容基本相同。

A. 若海面冒气泡、有微小气流：

a. 继续循环，观察气泡／气流是否正在增加；

b. 针对气泡／气流稳定或稀少的情况，钻 1～2m 新地层之后再次循环观察；

c. 如果气泡／气流增加，应转入下步，否则继续钻进。

B. 若有较大气流出现：

以尽可能快的速度泵入密度为 1.20～1.40g/cm^3 的压井液压住气流。

决定是否采取下述具体行动：

a. 浅层气位于相对较深的位置时，注水泥塞封井，扩眼至浅层气顶部，提前下入导管，安装分流器（转喷器）；

b. 浅层气位于相对较浅的位置，将使用低密度的钻井液逐渐、分步循环，同时密切观察井眼、海面的变化情况，寻求以平衡浅层气的钻井液密度钻穿气层，然后扩眼到φ914.4mm，下入导管封住浅层气固井。

c. 如有极大气流出现，危及平台和作业人员安全。

d. 拉响弃船警报。

e. 撤离部分人员到值班船上。

f. 在进行上述作业时，迅速泵入压井钻井液。

g. 如果气流得到有效控制，则确定下一步作业措施；如气流无法得到有效控制，则应继续泵入现有的钻井液、海水，直到人员撤完。

（4）二开井眼钻进过程中浅层气应对措施

二开井眼钻进时已经建立闭路井口，上部配备防喷器组，在钻进过程中采用分流放喷或压井方式实施井控，作业准备与要求、作业程序可参照表层和一开井眼钻进过程浅层气应对内容。

钻遇浅层气后按下述程序进行：

1) 一旦发现钻遇浅层气，均应立即停钻循环观察。

2) 如果发现气流增加，应适当提高钻井液密度，直至气流得到有效控制才能继续钻进。

3) 如果发现溢流、井涌，立即按浅层气关井程序关井并分流放喷，根据气流的变化情况，按浅层气井涌程序进行井控。

（5）钻遇气层固井措施

1) 压稳气层，优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力，循环时井口进出密度差小于 0.02g/m^3。

2) 优化冲洗液，提高顶替和固井质量。

3) 采用防气窜水泥浆体系，封固气层及以上 150～200m，应加入防气窜剂，并控制 API 失水在 30mL 以下，游离液为零，缓凝段用领浆封固。

3.4.3 浅层气分析结论

本次计划实施调整井的西江、惠州油田地质条件及断层风险认识清楚，油田范围内无浅层气和通海断层。钻采专业从平台位置及轨迹、井身结构、钻井顺序、钻井液、固井、井控装置等方面开展浅层气针对性设计，如存在钻遇浅层或钻遇浅层气的可能，按规定配备分流器（或转喷器）及控制系统，制定钻完井作业应对措施。综上，本项目浅层气风险可控。

4. 环境风险分析

本项目拟在 5 个平台实施[redacted]，新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台的[redacted]海底混输管道，针对本次调整井工程可能发生的风险，其影响未超过原环评井喷、火灾和爆炸、（船舶）燃料油泄漏、海底管道泄漏等风险，一旦发生溢油事故，在溢油漂移和扩散的过程中会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。西江、惠州油田群附近海域主要环境敏感目标为产卵场等，故无论在何种风向下发生溢油事故，均会对敏感区产生影响，因此应引起足够重视，做好应急响应的准备。

本节重点分析发生溢油事故后对大气、海域等要素的影响。

4.1 溢油预测模式

4.1.1 模型介绍

溢油进入海洋水体后，在自身重力及海洋水体物理化学的作用下，同时发生扩展、漂移、扩散、蒸发、乳化、溶解等风化过程。本项目采用的溢油模型基于“油粒子”模型模拟溢油在水体中的扩展、漂移和风化过程，“油粒子”模型就是把溢油离散为大量粒子，每个粒子代表着一定体积的溢油（本模型油粒子个数为 5000 个），粒子的随机走动模拟了油膜的漂移过程，风化作用可以通过粒子的质量损失和热量交换来表示。

4.1.2 基本计算原理

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

$$U = U_b + U'$$
$$V = V_b + V' \quad (1)$$

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为：

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

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

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

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

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

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

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

其中，V_0、t、H_S、L 分别为溢油初始体积、时间、有效波高和波长。C_2 为常数，取作$-2.53\times10^{-3}/V_0^{0.62}$。

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

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

按 Johanson-Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{C_2 t H_s^2 / L} \quad (6)$$

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

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

对 $d_i<d_e$，由 Stokes 定律：

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

对 $d_i>d_e$，则有：

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

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

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

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

$$F_V = \ln[1 + B'(\frac{T_G}{T})\theta' e^{(A'-B'\frac{T_0}{T})}]\frac{T}{B'T_G} \quad (11)$$

式中：A′=6.3，B′=10.3，T 为油温，T_G 为油的沸点曲线梯度，T_0 为油的初始沸点温度，θ′为挥发系数由下式确定：

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

式中：C 为常数，W 风速，t 时间，A 油膜面积，V0 初始溢油体积。乳化程度由含水率 Y_w 表示，依据 Mackay（1980）有：

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

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

则水面油粒子体积应为：

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

设乳化前油密度为ρ_o，水密度为ρ_w，则乳化后油密度：

$$\rho_* = (1-Y_W)\rho_o + Y_W \cdot \rho_W \quad (15)$$

蒸发对油密度的影响为：

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

综合挥发、乳化影响，油密度表达为：

$$\rho = (1 - Y_W)[(0.6\rho_O - 0.34)F_V + \rho_O] + Y_W \cdot \rho_W \quad (17)$$

忽略油粘性随温度的变化，即仅考虑乳化、挥发的影响，乳化将增加油的粘性：

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

挥发对油粘性的影响为：

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

综合挥发、乳化作用，油粘性变化表示为：

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

其中，ν_0 为初始时油膜的运动粘性系数。

4.2 预设情景设定

4.2.1 溢油位置选择

本次评价选择本项目新建 XJ30-2FDD 平台至 XJ30-2DPPB 平台的集输海底管道 XJ30-2FDD 平台端（[redacted]）作为溢油预测点。

4.2.2 源强

本工程的最具代表性事故为新建海底管道破裂溢油事故，最大原油泄漏量 35.42m^3。

4.2.3 潮型与潮时

因大潮期间海流流速比小潮期间大，油膜漂移速度相对较快，因此为保守起见，按大潮期间发生溢油进行预测。潮时分别选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻作为典型时刻进行预测。

4.2.4 溢油计算时段

工程海域潮汐类型基本为正规半日潮，预测选取 72h 作为溢油预测的时段。

4.2.5 常风与大风风速取值

根据本项目所处的地理位置，溢油预测拟选取项目所在区域的常风向下的平均风速和最大风速开展。根据风玫瑰选取频率较大的风向，并结合项目所在位置与周边敏感区的分布，选取对敏感区影响较大的风向综合考虑得出。

表 4.2-1 溢油数值模拟扩散选取风参数

方向	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
最大风速（m/s）	15.58	18.52	29.09	28.62	29.66	24.52	25.31	22.75
平均风速（m/s）	5.70	8.83	6.15	4.78	4.95	5.95	5.02	3.98

4.3 溢油预测结果

综合考虑气象资料和工程所处海域相关敏感目标后，按照现有风场资料，预测给出了上述各个风向在平均风和极值风情况下经过 72h 的溢油油膜漂移轨迹。

由溢油扩散轨迹及油膜图可以看出，溢油事故发生后，油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动，当风向与潮流方向一致时，油膜中心运动速度较大，可以看到油膜中心点间距较大；而当风向与潮流方向相反时，油膜运动方向甚至会与潮流方向相反，可以看到油膜轨迹分布相对密集。

溢油在不同的风向风速和潮汐情况下，漂移距离、扫海面积与残存油量不同。溢油后 72h 内，极风条件下，油膜的最大漂移距离为 236.4km（极风-落潮-SW 风向），最大扫海面积为 994.5km^2（极风-涨潮-NW 风向）；溢油后 72h 内，均风条件下油膜的最大漂移距离为 87km（均风-落潮-SW 风向），最大扫海面积为 535.3km^2（均风-落潮-SW 风向），详见表 4.3-1~表 4.3-4。

表 4.3-1 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离与扫海面积

风向	风速(m/s)	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km^2）	72h 最大油膜面积（km^2）	抵敏感区及所需时间（h）	抵敏感区前残余油量（%）	首次抵岸所需时间（h）	首次抵岸前残余油量（%）	72 小时残存油量（%）
N	15.58	涨潮	101.1	606.1	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	23.7
		落潮	100.6	588.9	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	23.7
NE	18.52	涨潮	120.9	686.5	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	22.4
		落潮	118	708.1	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	22.4
E	29.09	涨潮	206.9	630.5	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	20
		落潮	205.7	647.4	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	20
SE	28.62	涨潮	149.2	620.7	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场 31 担杆列岛海洋保护区 34 生态保护红线	-- 26.3 25.6	40	24.6	0
		落潮	147.4	661.6	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、	-- 26.7 26	39	24.8	0

风向	风速(m/s)	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km²）	72h 最大油膜面积（km²）	抵敏感区及所需时间（h）	抵敏感区前残余油量（%）	首次抵岸所需时间（h）	首次抵岸前残余油量（%）	72 小时残存油量（%）
						金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场 29 担杆列岛海洋保护区 32 生态保护红线				
S	29.66	涨潮	179.6	591.7	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场 30 针头岩海洋保护区 30 生态保护红线	-- 26.6 26.6	45	23.5	0
		落潮	179.4	566	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场 29 针头岩海洋保护区 29 生态保护红线	-- 26.6 26.6	33	25.8	0
SW	24.52	涨潮	233.7	868.8	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	21
		落潮	236.4	879.2	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	21
W	25.31	涨潮	220.7	619.1	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	21
		落潮	220.9	622.7	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	21
NW	22.57	涨潮	174.3	994.5	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、	--	--	--	21.4

风向	风速(m/s)	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km²）	72h 最大油膜面积（km²）	抵敏感区及所需时间（h）	抵敏感区前残余油量（%）	首次抵岸所需时间（h）	首次抵岸前残余油量（%）	72 小时残存油量（%）
						金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场				
		落潮	172.9	937.9	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	21.4

表 4.3-2 不同风向、极风条件下溢油发生后 2h、6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离与扫海面积

风向	风速（m/s）	潮汐情况	漂移距离（km）					扫海面积（km²）					残存油量（%）				
			2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h
N	15.58	涨潮	2.2	9.2	16.6	32.6	66.3	3.1	17.3	43.1	118	333.4	53.1	42.1	36.7	31.3	26.3
		落潮	1.9	6.9	15	33.1	66.6	1.2	10.5	35.9	115.7	326.8	53.1	42.1	36.7	31.3	26.3
NE	18.52	涨潮	1.5	9.5	19	38.5	79	2.7	14.4	48.2	139	390.3	52.1	41	35.7	30.3	25.3
		落潮	2.6	9.2	18.9	37.9	77.3	2.3	18.6	53.6	147.2	395.5	52.1	41	35.7	30.3	25.3
E	29.09	涨潮	3.4	13.4	31.4	66.4	135.5	2.2	19.8	72.9	219.8	516.3	49.8	38.7	33.3	28	23
		落潮	4.6	16.6	33.9	65.6	133.2	3.6	29.4	84.3	223.6	537.6	49.8	38.7	33.3	28	23
SE	28.62	涨潮	4.0	15.5	35.4	73.8	144.1	4.4	33.5	105.6	289.7	625.4	49.9	38.8	33.3	28	0
		落潮	5.1	18.4	37.5	73.2	144.1	6.5	46.9	125.8	309.9	665.5	49.9	38.8	33.3	28	0
S	29.66	涨潮	5.2	19.2	41.2	83.6	163.9	5.6	40.5	114.8	310.8	555.6	49.7	38.6	33	28	18.7
		落潮	5.5	20.2	41.7	83.6	163	4.0	32.2	99.6	286	527.1	49.7	38.6	33	28	17.7

风向	风速（m/s）	潮汐情况	漂移距离（km）					扫海面积（km²）					残存油量（%）				
			2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h
SW	24.52	涨潮	5.2	18.4	37.3	74.9	152.9	6.9	47.8	130.2	329.1	778.9	50.7	39.6	34	29	24
		落潮	4.8	17.2	36	75.2	153.9	6.5	45.5	126	329.2	769.3	50.7	39.6	34	29	24
W	25.31	涨潮	5.5	18.8	36.9	73	147.7	3.0	25.9	78.1	224.5	502.3	50.5	39.4	34	28.7	23.7
		落潮	4.4	16.2	34.4	73.3	147.5	2.4	22.1	67.2	231.5	504.7	50.5	39.4	34	28.7	23.7
NW	22.57	涨潮	4.8	16	29.9	58.7	117.6	6.1	42.3	57.5	260.1	667.4	51.1	40	34.7	29.3	24.3
		落潮	3.5	12.7	27.3	58.8	116.4	4.2	30.2	83.5	244.2	624.2	51.1	40	34.7	29.3	24.3

表 4.3-3 不同风向、平均风速情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离与扫海面积

风向	风速(m/s)	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km²）	72h 最大油膜面积（km²）	抵敏感区所需时间（h）	抵敏感区前残余油量（%）	首次抵岸所需时间（h）	首次抵岸前残余油量（%）	72 小时残存油量（%）
N	5.7	涨潮	32.6	194.8	0.1	0 短尾鲻大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	29
		落潮	33.6	205.2	0.1	0 短尾鲻大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	29
NE	8.83	涨潮	42.6	261.4	0.1	0 短尾鲻大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场-	--	--	--	26.7
		落潮	43.1	259.7	0.1	0 短尾鲻大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	26.7

风向	风速(m/s)	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km²）	72h 最大油膜面积（km²）	抵敏感区所需时间（h）	抵敏感区前残余油量（%）	首次抵岸所需时间（h）	首次抵岸前残余油量（%）	72 小时残存油量（%）
E	6.15	涨潮	44.4	280.6	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	28.7
		落潮	44.4	271.5	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	28.7
SE	4.78	涨潮	60	388.3	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	30
		落潮	60.5	380.3	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场-	--	--	--	30
S	4.95	涨潮	74.1	476.1	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	30
		落潮	75	468.9	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	30
SW	5.95	涨潮	85.9	531.4	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	28.7
		落潮	87	535.3	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场-	--	--	--	28.7
W	5.02	涨潮	69.4	418	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	29.7

风向	风速(m/s)	潮汐状况	72h 漂移距离（km）	72h 扫海面积（km²）	72h 最大油膜面积（km²）	抵敏感区所需时间（h）	抵敏感区前残余油量（%）	首次抵岸所需时间（h）	首次抵岸前残余油量（%）	72 小时残存油量（%）
		落潮	70.5	419.8	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	29.7
NW	3.98	涨潮	46.2	285.1	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	31
		落潮	47.2	297.4	0.1	0 短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、鲐鱼粤东外海区产卵场、蓝圆鲹粤东外海产卵场、金线鱼产卵场和深水金线鱼产卵场	--	--	--	31

注：“*”表示该敏感区同时为红线区。

表 4.3-4 不同风向、平均风速条件下溢油发生后 2h、6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离与扫海面积

风向	风速（m/s）	潮汐情况	漂移距离（km）					扫海面积（km²）					残存油量（%）				
			2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h
N	5.7	涨潮	1.5	4.4	6.1	10.5	21.7	1.2	9.2	16.2	36.5	107.8	58.2	47.5	42	37	32
		落潮	0.4	1.5	3.7	11.4	22.6	0.5	3.5	12.2	47.1	117.3	58.2	47.5	42	37	32
NE	8.83	涨潮	0.8	2.8	6.5	13.6	27.9	0.6	5.4	18.6	55	147.7	56	45.2	39.7	34.7	29.7
		落潮	0.9	3.5	6.8	13.7	28.2	0.6	6.2	18	52.5	146	56	45.2	39.7	34.7	29.7
E	6.15	涨潮	0.5	2.0	6.5	14.3	29.1	0.5	3.9	19.3	59.5	160.4	57.9	47.1	41.7	36.7	31.7
		落潮	1.1	4.1	7.9	14.2	29.1	0.8	7.8	21	53	151.2	57.9	47.1	41.7	36.7	31.7
SE	4.78	涨潮	1.2	4.2	9.5	19.6	39.8	1.0	8.0	26.1	77.6	217.3	59.1	48.4	43	37.7	33
		落潮	1.3	4.9	9.9	19.8	40.2	0.8	8.0	24.3	72.9	210.7	59.1	48.4	43	37.7	33
S	4.95	涨潮	1.8	6.0	12.1	24.1	49	1.5	11.7	34.5	97.3	266	59	48.3	43	37.7	32.7

风向	风速（m/s）	潮汐情况	漂移距离（km）					扫海面积（km²）					残存油量（%）				
			2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h
		落潮	1.5	5.6	11.7	24.4	49.8	1.2	9.8	31	93.1	261.7	59	48.3	43	37.7	32.7
SW	5.95	涨潮	2.3	7.5	14.1	27.5	56.2	1.6	13.3	39.1	108.1	294.5	58	47.3	42	36.7	31.7
		落潮	1.7	6.0	12.8	27.9	57.1	1.5	11.9	37	109.9	297.7	58	47.3	42	36.7	31.7
W	5.02	涨潮	2.2	6.9	11.9	22.7	45.6	1.2	10.8	29.5	83.1	228.8	58.9	48.2	42.7	37.7	32.7
		落潮	1.2	4.5	9.8	22.8	46.5	1.0	8.0	26.5	86	232.9	58.9	48.2	42.7	37.7	32.7
NW	3.98	涨潮	1.8	5.5	8.4	15.2	30.9	1.2	9.8	21.6	55.9	154.3	59.9	49.4	44	38.7	33.7
		落潮	0.7	2.6	5.9	15.5	31.3	0.6	4.9	17.6	61.3	169.7	59.9	49.4	44	38.7	33.7

图 4.3-1 极风涨潮 72h 粒子轨迹图

图 4.3-2 极风落潮 72h 粒子轨迹图

图 4.3-3 均风涨潮 72h 粒子轨迹图

图 4.3-4 均风落潮 72h 粒子轨迹图

4.4 对环境敏感区事故后果分析

发生溢油后，无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业产生污染损害，而溢油一旦抵岸将造成岸线的严重污染。研究表明，一旦溢油到达敏感区域会对敏感区域造成很大损害，敏感区域生态环境将历经几到十几年才能恢复，湿地生态系统的恢复需要约 15 年时间，砂质海滨生态的恢复需要约 3 年时间。

本项目可能影响到的敏感目标见表 4.4-1 所示。

本项目位于短尾鳍大眼鲷、黄鲷、鲐鱼、金线鱼、蓝圆鲹及深水金线鱼产卵场，溢油即刻抵达。项目溢油抵达担杆列岛海洋保护区最短时间为 29h，抵达针头岩海洋保护区最短时间为 29h，抵达生态保护红线区最短时间为 29h。

表 4.4-1 各敏感区的分布及抵达敏感目标的最短时间

敏感目标名称		不利条件	溢油点与敏感目标距离（km）	最短到达时间（h）
渔业产卵场	短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场	所有	0	即刻抵达
	黄鲷南海北部产卵场			
	鲐鱼珠江口近海产卵场			
	金线鱼产卵场			
	鲐鱼粤东外海区产卵场			
	蓝圆鲹粤东外海产卵场			
	深水金线鱼产卵场			
海洋特别保护区	担杆列岛海洋保护区	极风落潮 SE	68	29
	针头岩海洋保护区	极风落潮 S	102	29
生态保护红线	--	极风落潮 S	68	29

4.5 溢油环境影响分析与评价

本节重点分析发生溢油事故后对大气、海域等要素的影响。

4.5.1 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，因为项目区域常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。泄漏的原油一旦着火，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。

4.5.2 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（于桂峰. 船舶溢油对海洋生态损害评估研究[D].大连海事大学,2007.）。

（1）对浮游生物的影响

1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量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）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。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

（2）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。

（3）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（Smolders R，2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（Thomas R E，2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感，往往是首批牺牲者。浅滩上受溢油污染过的牡蛹同样会丧生，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。

5. 环境风险防范措施及应急要求

5.1 设计阶段风险防范措施

严格按照相关设计规范，选用符合标准的油水输送管道，保证管道用管不因质量原因而发生爆管，确保管道长期、安全、可靠运行。

5.2 施工阶段风险防范措施

本项目在施工阶段有可能发生的事故包括井眼碰撞、穿越断层、井喷、平台火灾、油基钻井液泄漏、船舶碰撞事故等。

5.2.1 钻完井期间井眼碰撞防范与应急措施

（1）轨迹设计最优化；

（2）仔细检查工具，准确测量角差；

（3）引线下钻，与陀螺数据做对比；

（4）落实防碰井套管程序、水泥返高、是否在生产需要关井；

（5）作业前制定详细的作业方案，如何保证造斜率等；

（6）钻进中做好套管监听、捞砂、返出槽放置磁铁等工作；

（7）使用常规陀螺作业时，根据需求及时复测已钻井段陀螺数据；

（8）勤扫描，勤预测，尽量按照有利于防碰作业的方向控制轨迹；

（9）即将着陆井段或者水平段分离系数小于 1 的井尽量通过方位调整增加防碰

距离；

（10）密切关注钻井参数变化，必要时启动防碰预案。

5.2.2 穿越断层风险防范措施

（1）在钻至断层之前，采取随钻堵漏的方法，提高地层的承压能力；

（2）开泵时要缓慢开泵，返出正常后再逐渐将泵冲开至正常。

（3）起下钻遇阻卡需要划眼（或倒划眼）时，应先向反方向活动钻具至少一个单根后，方可缓慢开泵，开启顶驱。

（4）下钻时，如果裸眼段较长或钻井液静置时间较长，中途应分段循环钻井液。

（5）控制裸眼井段的下钻速度，防止发生压力激动而憋漏地层。

（6）在装钻头水眼时应考虑到堵漏材料的尺寸大小。

（7）控制合理的钻井液性能，在满足井下安全的前提下使用较低的钻井液密度。

（8）发生较大的漏失，首先降低排量，甚至停泵，观察漏失速度。在钻井液总量允许的情况下，立即配置浓度较高的堵漏钻井液，同时起钻到漏层以上安全井段。堵漏钻井液配置完成后，下钻至漏层底部，并把堵漏浆液替到漏失井段，起钻至堵漏浆液上面，逐步提高排量循环。关防喷器，间歇性向漏层中挤入堵漏钻井液，憋压堵漏，提高漏层处的承压能力，直至满足后续作业要求。

（9）如果憋压堵漏后不能满足后续作业要求或破裂后漏失很大，甚至无返出，则建议采用水泥浆堵漏。

（10）如在钻井过程中发生漏失则采取措施堵漏，堵漏成功再进行后续下套管、固井作业。

5.2.3 油基钻井液泄漏措施

本项目使用非水基钻井液作业时，所有排海口均挂牌封闭，非水基钻井液排海风险极低；非水基钻井液平时存储在平台钻井液池里，平台及时用泵将钻井液打到支持船船舱内，定期巡查非水基钻井液池、管线、软管，确保设备处于良好状态，防止跑、冒、滴、漏现象发生；钻井液池外溢风险极低；操作人员严格遵循作业守则，非水基钻井液转运泄漏可能性极低。且该风险仅存在于钻井期间，运行期不存在非水基钻井液泄漏风险。

5.2.4 井喷和火灾爆炸事故的防范措施

为防止钻完井过程中井喷和火灾事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

（1）严格实施钻完井作业规程；

（2）在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；

（3）安装井口防喷器；

（4）设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；

（5）在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；

（6）选择优质封隔器并及时更换损坏组件；

（7）开钻之前制定周密的钻完井计划；

（8）配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；

（9）油管强度设计采用较高的安全系数；

（10）井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；

（11）对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；

（12）加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

5.2.5 船舶碰撞风险防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

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

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

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

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

（4）合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。

（5）施工作业船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要的措施，同时向公司及主管部门报告。

（6）发生船舶交通事故时，应尽可能关闭所有油仓管系统的阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

5.2.6 平台改造期间风险防范措施

（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。

5.2.7 海底管道施工期间风险防范措施

（1）严格按照设计要求进行施工，保证施工质量。

（2）在管道铺设期间，将发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，由值班船不定期地沿途巡视，防止渔船拖网或过往的各种船只因抛锚等损伤管道。同时加强守护船海管巡线及海面瞭望制度，严格海管的安全管理。

5.3 运营期风险防范措施

5.3.1 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。

5.3.2 海底管道/立管风险防范措施

（1）主要设备和管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

（2）海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

（3）制定相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，定期对各管线进行清管作业，确保海底管道的安全性。根据海管内腐蚀检测的结果采取相应的防腐控制措施，包括调整缓蚀剂品种、注入方法、注入浓度及检测措施等。

5.3.3 船舶碰撞风险防范措施

作业者制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

为有效减少船舶碰撞事故的发生，有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。为减少事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施：

（1）协助相关部门做好作业船舶的调度工作，严格执行有关操作规程，避免船舶的碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

（2）制订必要的事故应急程序，一旦溢油事故发生，立即启动应急程序，并及时报告相关政府部门，对溢油进行清除，将溢油造成的损失降至最低。

（3）当船舶发生交通事故致使船体破损进水时，首先查明进水部位、进水量及初步分析进水原因；启动污水泵，通用泵或压载泵进行排水抢救工作；采取停车或减速措施，用车舵配合将漏损部位置于下风侧，以减少进水量；在采取堵漏措施的同时，尽一切努力确保发电机及电动机不被水淹，以保证电器的工作正常；定时量水，不断观察和记录前后吃水和干舷高度的变化，判断险情的发展和大量进水对船舶稳性及浮力的影响；若进水严重和情况紧急，船舶应当请求第三方援助，并尽可能择地抢滩；若船舶确定堵漏无效，面临沉没时，有权宣布弃船，并按照《弃船专项应急预案》执行。船舶发生事故有沉没危险，船员离船前，应当尽可能关闭所有货舱（柜）、油舱（柜）管系的阀门，堵塞货舱（柜）、油舱（柜）通气孔。

（4）船舶在中华人民共和国管辖海域发生污染事故，或者在中华人民共和国管辖海域外发生污染事故造成或者可能造成中华人民共和国管辖海域污染的，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。

（5）发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

5.4 溢油事故应急处理措施

5.4.1 溢油应急预案

建设单位已编写制定《西江油田作业区溢油应急计划》（2024 年）和《惠州油田溢油应急计划》（2023 年），并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。中海石油（中国）有限公司深圳分公司制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。应急计划的主要内容应包括油田作业情况、应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、溢油应急力量和溢油应急保障等。

5.4.2 应急组织机构

中海石油（中国）有限公司深圳分公司应急组织机构由分公司应急领导小组、应急指挥中心（值班室、执行组及各应急小组、技术组、资金保险组、后勤保障组、秘书组、通讯保障组）、涉及分公司作业其他作业机构应急组织、相关单位/部门领导、相关专家、值班人员组成。

中海石油（中国）有限公司实行三级应急管理架构见图 5.4-1，深圳分公司溢油应急事故管理团队组织架构图见图 5.4-2，西江、惠州油田溢油应急组织架构图见图

5.4-3、5.4-4，西江、惠州油田海上设施各平台应急组织机构见图 5.4-5。

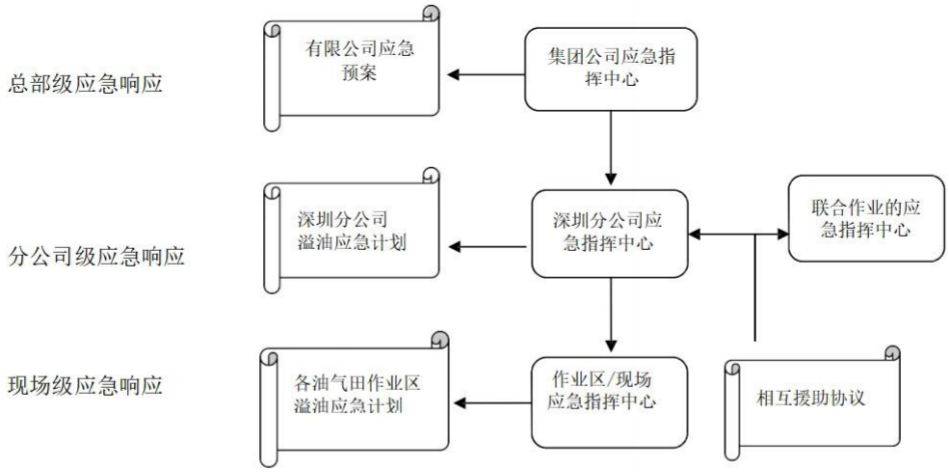

图 5.4-1 溢油应急响应分级

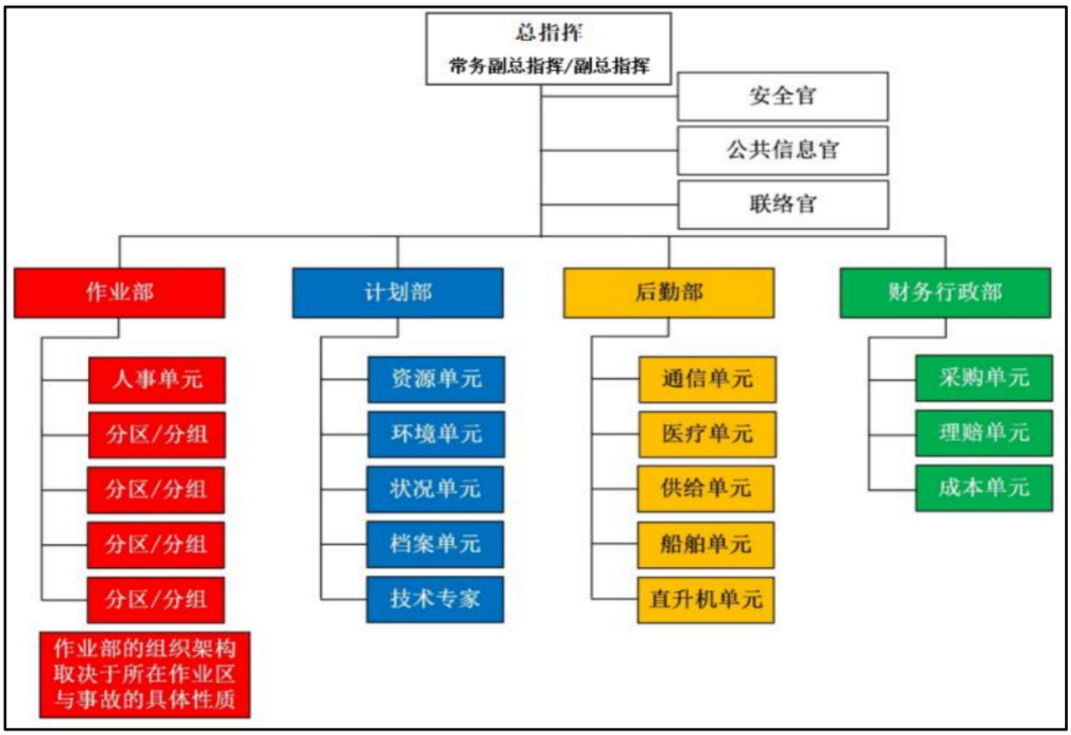

图 5.4-2 深圳分公司溢油应急事故管理团队组织架构图

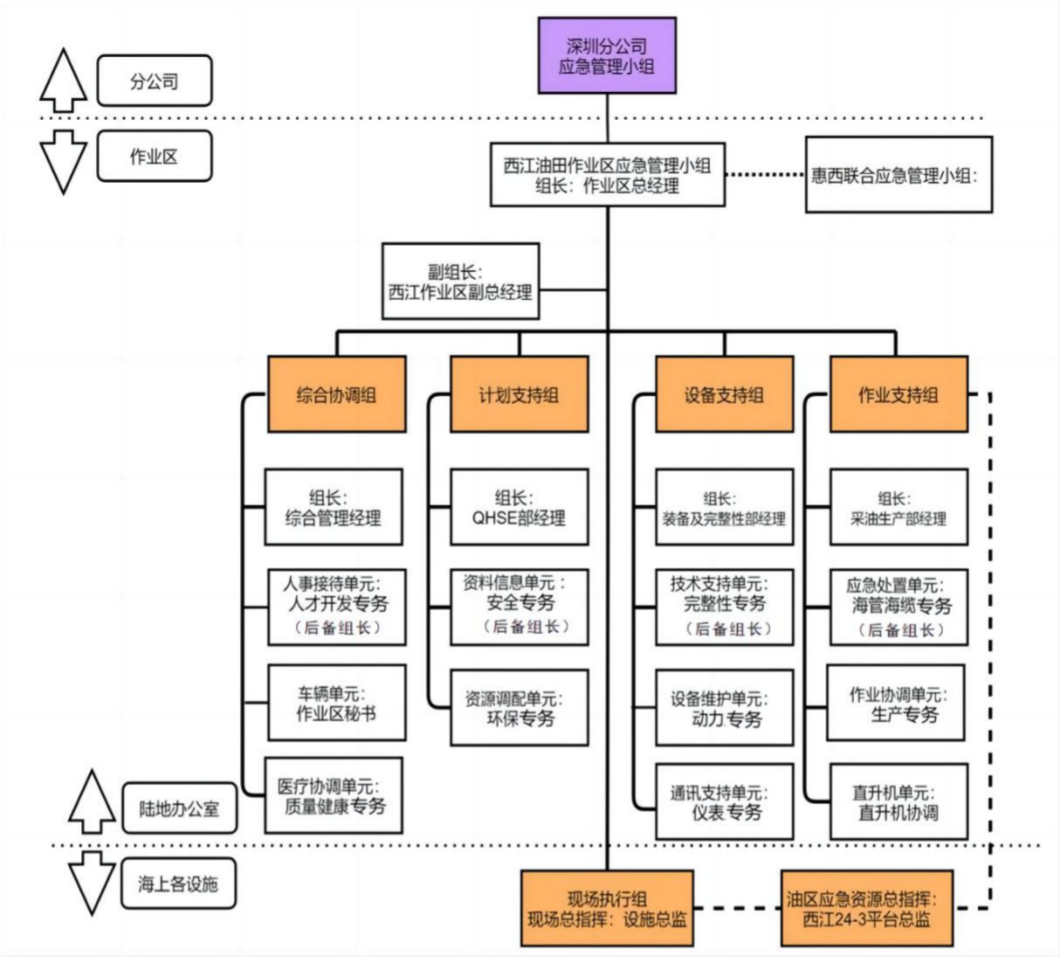

图 5.4-3 西江油田溢油应急组织架构图

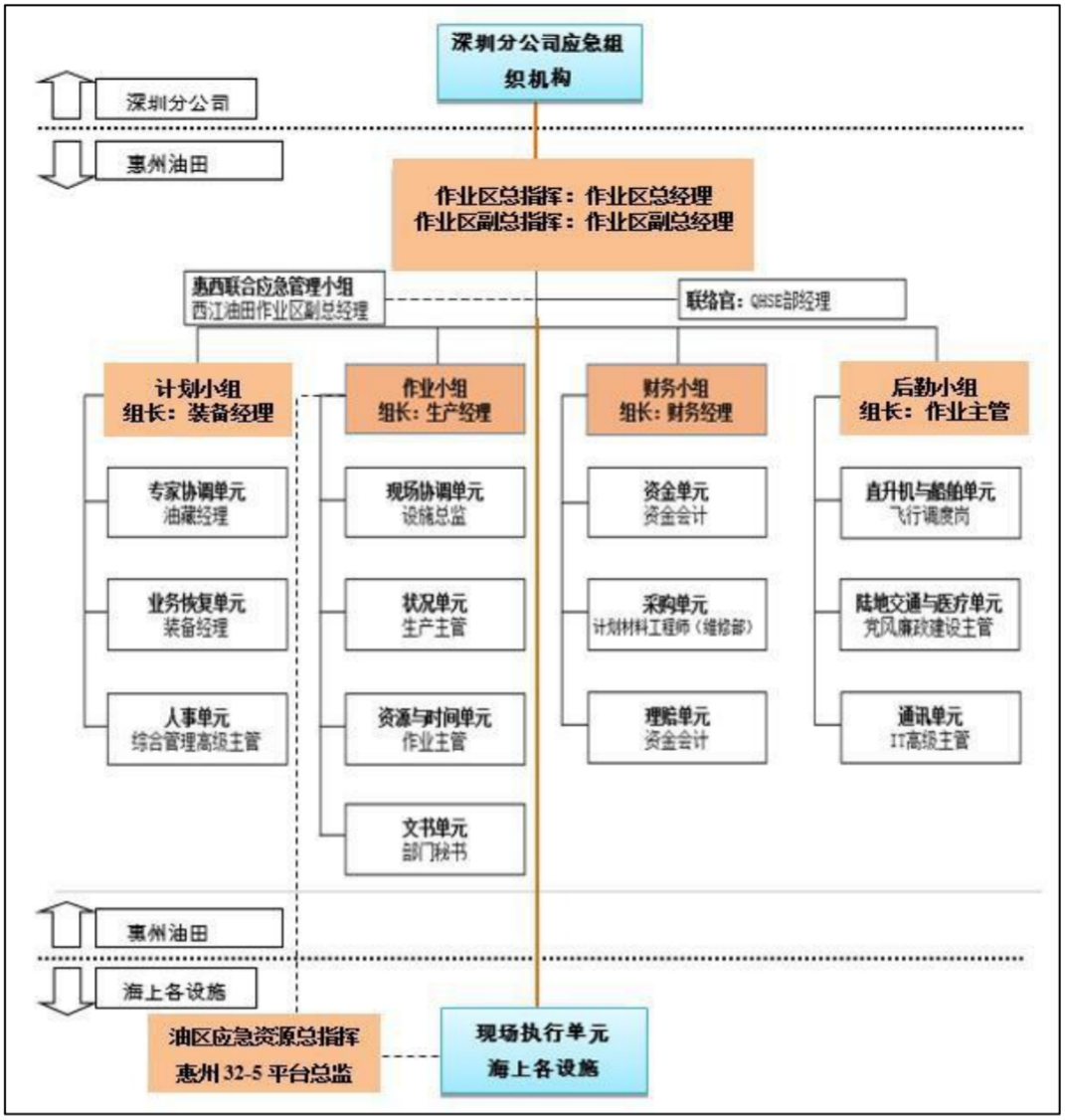

图 5.4-4 惠州油田溢油应急组织架构图

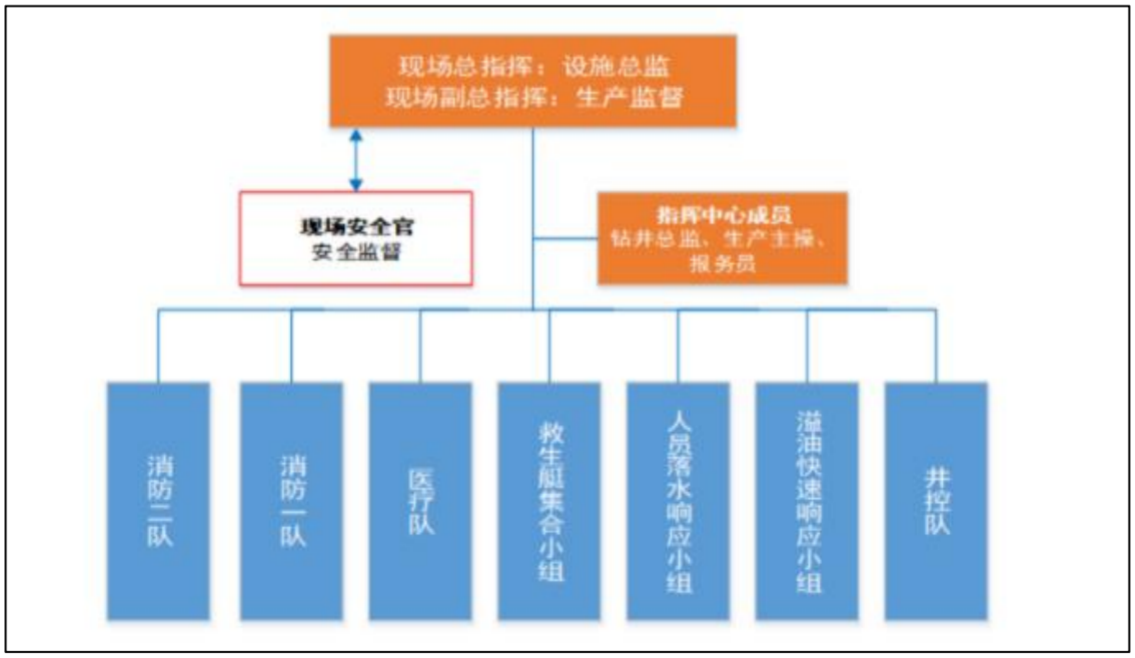

图 5.4-5 西江、惠州油田海上设施各平台应急组织机构

5.4.3 溢油事故响应策略

（1）溢油事故报告程序及内容

一旦发现溢油，设施负责人必须立即报告生产经理，生产经理立即将信息通报给作业区总经理、QHSE 经理及分公司应急值班室。作业区总经理接到后应直接向深圳分公司主管安全生产副总经理报告；QHSE 经理接报后须电话汇报至分公司 QHSE 部（一般事故及以上溢油事故发生 20 分钟内，环保事件发生 45 分钟内），并由分公司 QHSE 部报告至集团公司和生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（一般事故 C 级及以上溢油事故发生 30 分钟内，环保事件发生 1 小时内），并同时上报至海油安监办深圳监督处、广东省农业农村厅-渔业资源保护处、广东海事局等相关政府部门。

（2）溢油事故相应级别划分

根据生态环境部《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（2022 年）规定，海洋石油勘探开发溢油污染事故分为特大、重大、较大和一般四级（下面有关数量的表述中，“以上”含本数，“以下”不含本数）：

1）特大溢油污染事故，溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染事故；或者溢油量 500 吨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事故；

2）重大溢油污染事故，溢油量 500 吨以上 1000 吨以下，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事故；

3）较大溢油污染事故，溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染事故；

4）一般溢油污染事故，溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染事故。

发生溢油后，启动现场级应急响应，作业区利用现场溢油应急资源开展应急处置。如溢油量超出 1 吨或超出现场处置能力时，启动分公司级应急响应。

（3）海上溢油的处置流程

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：

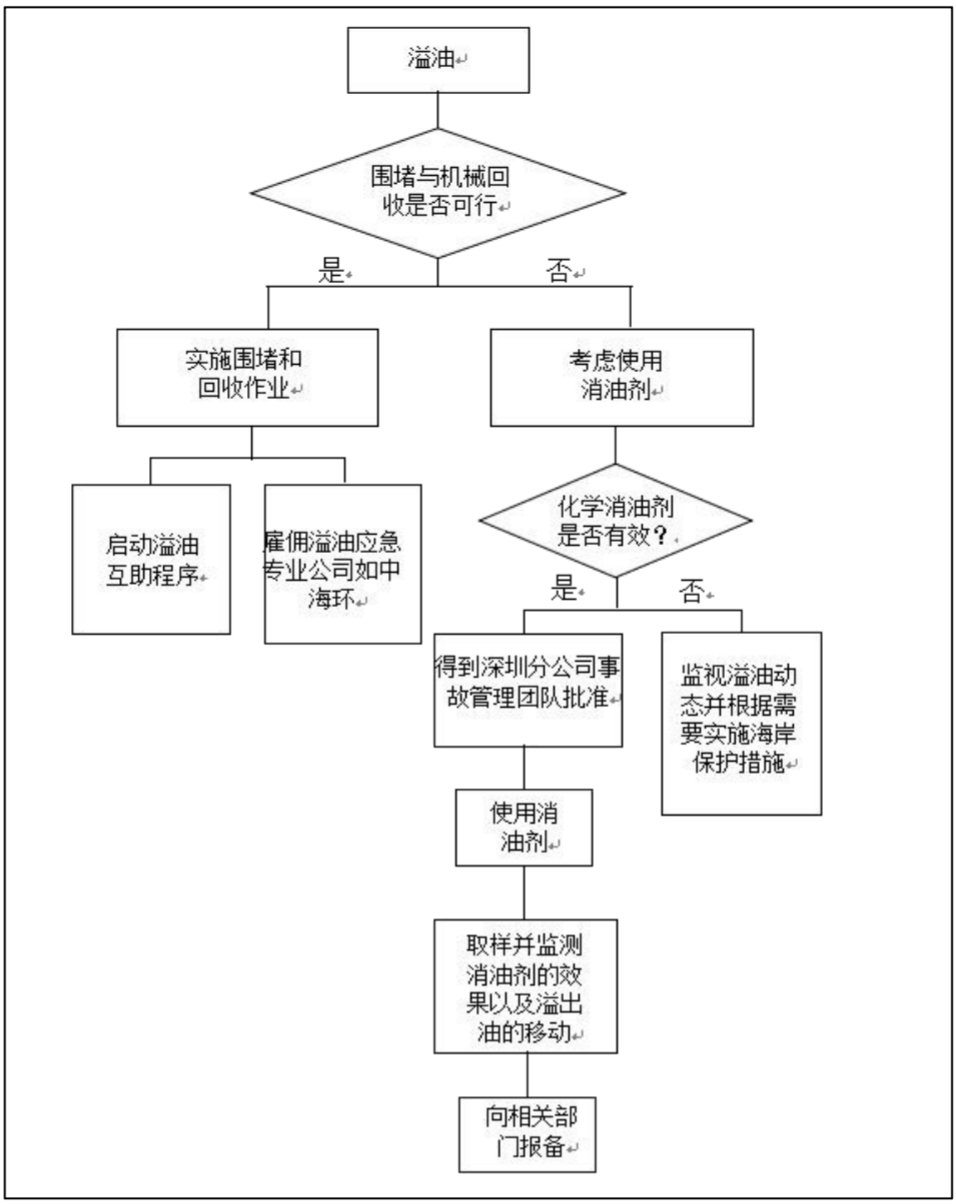

图 5.4-6 溢油处理方法选择

（4）围控与回收

油溢到水面后，在自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因 此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂 移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进 一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

（5）消油剂的喷洒

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》（2015 年第

4 号（总第 25 号））”。

当出现下列情况之一时，不宜使用消油剂：

①油膜厚度大于 5mm；

②溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；

③溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50%以上）以及溢出油的粘度超过 5000mPa·s；

④海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；

⑤溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

（6）应急结束

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（2022 年版）的具体要求，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。

符合上述条件时，由设施总监根据指令下达应急响应终止指令，报备作业区总经理及中海石油（中国）有限公司深圳分公司总经理。

5.5 溢油应急措施有效性分析

5.5.1 油田自身溢油应急设备

本工程涉及西江油田群 5 个平台（XJ30-2FDD 平台、XJ24-3DPPB 平台、XJ24-3FDD 平台、XJ23-1DPP 平台和 XJ30-2DPPB 平台），涉及惠州油田群 1 个平台（HZ32-5DPP 平台）。溢油应急资源包括溢油分散剂、吸油棉等的溢油应急设备，具备一定的溢油应急能力。本项目所涉及平台配备的溢油应急资源见下表。

表 5.5-1 本项目涉及平台溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放设施
西江油田群				
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	XJ24-3DPPB
消油剂				
吸油毡				XJ24-3FDD
吸油毡				
吸油毡				XJ30-2DPPB
消油剂				
脚轮式泄漏应急处理桶				XJ23-1DPP

名称	规格/型号	单位	数量	存放设施
木棒	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
刮油板				
吸油毡				
惠州油田群				
溢油消散剂	[redacted]	[redacted]	[redacted]	HZ32-5 平台
吸油毡				
防化服				
护目镜				
溢油消散剂				

5.5.2 本项目可利用的西江油田群/惠州油田群其他平台和其他油田溢油应急设备

一旦发生溢油规模大于其自身应急处理能力的时候，根据《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》，中海石油（中国）有限公司深圳分公司可统一安排人员、设备或其他资源。该级响应需由深圳分公司事故管理团队来统一指挥现场的溢油应急处置作业。西江油田群/惠州油田群其他平台溢油应急资源、深圳分公司其他作业区配置的溢油应急资源见表 5.5-2~表 5.5-9。

（1）西江油田群/惠州油田群其他平台溢油应急资源

表 5.5-2 西江油田群/惠州油田溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
西江油田群溢油应急物资				
消油剂	[redacted]	[redacted]	[redacted]	HZ25-8DPP
吸油毡				
充气式围油栏				海洋石油 115FPSO
围油栏动力站				
充吸气机				
侧挂式收油机				
刷式撇油器				
喷洒装置				
消油剂				
浮式储油囊				
吸油毡				
收油网				
高温高压清洗机				
吸油拖栏				
惠州油田群溢油应急物资				

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	惠州库房
溢油消散剂	[redacted]	[redacted]	[redacted]	惠州库房
可压缩吸油拖栏	[redacted]	[redacted]	[redacted]	惠州库房
溢油消散剂	[redacted]	[redacted]	[redacted]	（HG601，TETAO7 船各 7 桶，其他守护船共 15 桶）
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	惠州 19-2 平台
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
防护服	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
防护面罩	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
橡胶手套	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	惠州 25-3 平台
防护服	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
防护面罩	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
护目镜	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
充气式橡胶围油栏	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
围油栏动力站	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
围油栏配件	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
消油剂喷洒设备	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
刷式收油机	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
刷式收油机动力站	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
刷式收油机动力站液压管线	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	惠州 26-1 平台
吸附条	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
吸附条	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
收集桶	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
防护服	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
吸油枕	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
防护面罩	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
护目镜	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	惠州 21-1 平台
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
吸油毡				
吸油毡				
吸油毡				惠州 32-3 平台
橡胶手套				
护目镜				
防化服				
吸油毡				惠州 32-2 平台
防护服				
防护面罩				
橡胶手套				
防护眼罩				
可压缩吸油拖栏				
充气式橡胶围油栏				
吸油毡				惠州 19-3 平台
甲板刮油器				
收集桶				
防护服				
防护面罩				
充气式围油栏				南海奋进 FPSO
围油栏动力站				
充吸气机				
撇油器（30 方/小时）				
收油机动力站				
10 方浮式储油囊				
消油剂喷洒装置				
高压清洗机				
吸油毛毡				
消油剂				

（2）深圳分公司其他作业区配置的溢油应急资源

表 5.5-3 陆丰油田作业区溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
消油剂	[redacted]	[redacted]	[redacted]	海洋石油 121FPSO
充气式橡胶围油栏				
围油栏动力站				
消油剂喷洒设备				

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
捞油网				
空气泵				
消油剂喷洒设备				LF14-4 平台
消油剂				
吸油毡				
消油剂				LF13-1 平台
吸油毡				
捞油网				
消油剂				LF13-2 DPP 平台
吸油毡				
消油剂				LF13-2 WHP 平台
充气式橡胶围油栏				LF7-2 平台
液压充吸气机				
围油栏拖				
溢油分散剂				
吸油毛毡				
撇油器				

表 5.5-4 流花油田作业区溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
吸油毡	[redacted]	[redacted]	[redacted]	“南海胜利”FPSO
吸油长条袋				
吸油长条袋				
吸油长条袋				
吸附剂 C				
吸油枕				
气动泵				
空气软管				
经化学处理的吸入/排放软管				
去油污剂				
消油剂				
喷射器				
取样器				
应急空气管接头				
充气式围油栏				
围油栏动力站（含充吸气机）				

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
消油剂喷洒设备	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
收油机				
收油机动力站				
吸油长条袋				
吸油毡				
吸油长条袋				
吸附剂 C				
泵*Wilden 双膜片泵				
空气软管				
吸入/排放软管				
去油污剂				
消油剂				
喷射器				
充气式橡胶围油栏				海洋石油 19FPSO
围油栏动力站（含充吸气机）				
转盘收油机				
收油机防爆动力站				
喷洒设备				
高压清洗机（含两个手持喷枪）				
储油囊				
消油剂				
气动隔膜泵				
隔膜泵用水管（含接头）				
15 米隔膜泵用气管（含接头）				
溢油回收桶				
木屑				
吸油毡				
防护衣				

表 5.5-5 番禺油田作业公司溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
充气式围油栏及动力设备	[redacted]	[redacted]	[redacted]	海洋石油 111FPSO
撇油器				
吸油毡				

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
围油臂	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
气动泵				
清洗剂				
消油剂				
吸油棉（毡)				番禺 4-2WPH 平台
遮油布				
吸油围栏				
吸油泵				
吸油泵吸口管线				
吸油泵出口管				
吸油泵压缩空气管				
消油剂				
吸油泵				番禺 4-2DPPA 平台
泵进口管线				
泵出口管线				
泵空气管				
吸油毡				
遮油布				
吸油围栏				
消油剂				
吸油棉				番禺 5-1WPH 平台
遮油布				
吸油围栏				
塑料小桶				
吸油泵				
吸油泵吸口管线				
消油剂				
吸油棉				番禺 5-1DPPB 平台
围栏				
吸油泵				
吸油泵吸口管线				
吸油泵出口管				
吸油泵压缩空气管				
消油剂				
吸油毛毡				番禺 10-2WPHA 平台

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
围栏	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
吸油泵				
吸油泵吸口管线				
吸油泵出口管				
吸油泵压缩空气管				

表 5.5-6 恩平油田作业区溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	[redacted]	[redacted]	[redacted]	海洋石油 118FPSO
围油栏防爆动力站				
防爆动力站				
撇油器				
消油剂喷洒设备				
手持喷枪				
充吸气机				
溢油设备集装箱				
储油囊				
吸油毡				
消油剂				
吸油毡				恩平 24-2 平台
空气软管				
吸入/排放软管				
气动双膜片 wilden 泵				
Brand 吸油条				
19L 应急包				
溢油组合桶				
吸油围栏				恩平 18-1 平台
气动泵加管子				
吸油毛毡				
空桶				
塑料提桶				
防护镜、防护服				
消油剂				
吸油围栏				恩平 23-1 平台
吸油毡				
溢油回收铲				
溢油回收泵				

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
废油回收桶	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
消油剂				
充气式围油栏				恩平 15-1 平台
围油栏动力站				
充吸气机				
多功能收油机				
浮式储油囊				
消油剂喷洒装置				
高压清洗机				
消油剂				
吸油毛毡				
捞油网				
吸油棉条				
气动双膜片泵	/			
吸油毛毡				恩平 10-2 平台
气动双膜片泵	/			
废油回收桶				
塑料刮子				
吸油毛毡				恩平 20-5 平台
气动双膜片泵	/			
废油回收桶				
消油剂				恩平 20-4 平台
吸油毛毡				
捞油网				
吸油棉条				
气动双膜片泵	/			
气动泵加管子				恩平 18-1 平台
吸油毛毡				
消油剂				
消油剂				恩平 18-6 平台
吸油毛毡				
吸油棉条				

表 5.5-7 白云天然气作业公司溢油应急资源

溢油应急物资	规格	单位	数量	存放地点
围油栏	[redacted]	[redacted]	[redacted]	番禺 30-1 平台
吸油毯				

溢油应急物资	规格	单位	数量	存放地点
吸油毯	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
吸油毡				
溢油用品桶				
吸油枕				
吸油索				
消油剂				
盛消油剂桶				
气动隔膜泵				
气管线				
吸油管线				
吸油毛毡				番禺 34-1 平台
消油剂				
撇油器				荔湾 3-1 平台
撇油器动力站				
消油剂喷洒设备				
浮式储油囊				
吸油毛毡				
消油剂				

表 5.5-8 白云气田溢油应急资源（珠海终端）

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
刷式收油机	[redacted]	[redacted]	[redacted]	珠海终端
动力站				
围油栏				
浮式储油囊				
消油剂				
吸油毛毡				
吸油毯				

表 5.5-9 白云气田溢油应急资源（高栏终端）

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
转盘收油器	[redacted]	[redacted]	[redacted]	高栏终端
收油器动力站				
固体浮子式橡胶围油栏				
防火式围油栏				
充气式橡胶围油栏				
围油栏动力站				

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
充气机	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
消油剂喷洒装置				
消油剂喷洒装置				
浮式储油囊				
油拖网				
轻便储油罐				
消油剂				
消油剂				
围油栏				
围油栏动力站				

中海石油环保服务（天津）有限公司具有卫星基地，在基地内存放了大量溢油应急资源。针对本项目的溢油事故，涠洲岛基地、惠州基地等应急物资可以进行及时的响应工作。溢油应急资源明细如下表所示。

表 5.5-10 中海环保惠州基地溢油应急资源

类别	名称	型号	数量	单位/规格
围油栏	固体浮子式阻燃型橡胶围油栏	[redacted]	[redacted]	米
	固体浮子式 PVC 围油栏			米
	固体浮子式 PVC 围油栏			米
				米
				米
	防火式围油栏			米
				米
	岸滩围油栏			米
	快速布放围油栏			米
	充气式橡胶围油栏			米
				米
收油机	刷式收油机			100m³/h
				12m³/h
				12m³/h
				12m³/h
	刷带式收油机			30m³/h
	堰式撇油器			30/h
	槽式轮鼓收油机			100m³/h
				100m³/h
	侧挂式撇油器（左）（右）			30m³/h
				30m³/h

类别	名称	型号	数量	单位/规格
	卸载泵	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	真空收油机			
	刷式收油机			
消油剂喷洒	消油剂喷洒设备			
	直升机喷洒			
	消油剂喷洒设备			
储油装置	浮动储油囊			
	轻便式储油罐			
	钢制储油罐			
吸附材料	拖油网			
	吸油毛毡			
	吸油拖栏			
消油剂	富肯 2#消油剂			

5.5.3 溢油应急设施可行性分析

（1）资源应急响应时间分析

西江油田群自身配备的应急物资主要存放在海洋石油 115FPSO、XJ30-2FDD、XJ23-1DPP、XJ24-3FDD 和 XJ24-3DPPB，本项目西江油田群平台均配备了溢油应急物资，一旦发生事故，西江油田群相关平台可立即响应。本次溢油风险预测假定在 XJ30-2DPPB 至 XJ30-2FDD 的海底管道的近 XJ30-2DPPB 侧发生溢油事故，海洋石油 115FPSO 动员吊装时间为 2 小时，海洋石油 115FPSO 距离 XJ30-2DPPB 为 28 公里，船舶航行速度为平均巡航速度 9 节（约 16.7 公里/小时），则应急响应时间为 3.7 小时。

西江油田群周边油田及其他溢油应急力量的分布见图 5.5-1。周边溢油应急力量抵达溢油现场时间见表 5.5-15，由表可知，在发生溢油后周边可以利用的溢油应急资源可以在 6~11.8h 抵达现场进行救援工作。

惠州油田群油田内部溢油应急力量最快可在 2h 内开展溢油应急工作。惠州油田群周边油田及其他溢油应急力量的分布见图 5.5-1。周边溢油应急力量抵达溢油现场时间见表 5.5-16，由表可知，在发生溢油后周边可以利用的溢油应急资源可以在 14.3~18.9h 抵达现场进行救援工作。

图 5.5-1 溢油应急力量分布

表 5.5-13 西江油田群周边溢油应急力量抵达溢油现场时间

序号	应急资源分布点	距离（公里）	动员、装船时间（小时）	航行时间（小时）	到达溢油现场时间（小时）

序号	应急资源分布点	距离（公里）	动员、装船时间（小时）	航行时间（小时）	到达溢油现场时间（小时）
1	惠州油田	[redacted]	2	[redacted]	6
2	流花油田作业区	[redacted]	2	[redacted]	9
3	陆丰油田作业区	[redacted]	2	[redacted]	11.2
4	番禺作业公司	[redacted]	2	[redacted]	5.5
5	恩平油田作业区	[redacted]	2	[redacted]	6.5
6	白云天然气作业区	[redacted]	2	[redacted]	9.1
7	惠州基地	[redacted]	2	[redacted]	11.7
8	珠海基地	[redacted]	2	[redacted]	11.8

表 5.5-14 惠州油田群周边溢油应急力量抵达溢油现场时间

序号	应急资源分布点	距离（公里）	动员、装船时间（小时）	航行时间（小时）	到达溢油现场时间（小时）
1	番禺作业公司	[redacted]	2	[redacted]	17.1
2	西江油田作业区	[redacted]	2	[redacted]	14.3
3	陆丰油田作业区	[redacted]	2	[redacted]	16.0
4	流花油田作业区	[redacted]	2	[redacted]	18.9
5	恩平油田作业区	[redacted]	2	[redacted]	16.5
6	白云天然气作业公司	[redacted]	2	[redacted]	16.8

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 9 节（约 16.7 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海面溢油的围控和回收作业。

（2）溢油应急能力估算

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/T877-2013）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：

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

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，为 0.847g/cm³。

按本次最具代表性事故海管断裂泄漏量 35.42m³（30t）进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据公式估算在发生溢油 4h 时所需要的围油栏长度约为 315 米，海洋石油 115FPSO 所配备的 400m 围油栏满足围控需要。

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 12h；

溢油总量按 35.42m³ 计算，取 b 为 50%，α 为 70%，则本项目代表性事故所需的机械回收能力为 2.11m³/h。

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 12h 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 12h；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 25.3m³。

（3）溢油应急能力有效性分析

1）围油栏溢油应急能力有效性分析

海洋石油 115FPSO 共有围油栏 400m，按照响应时间 3.7h 计算，最大可围控原油约 77m³ 溢油。本项目可利用的围油栏满足管道泄漏的围控要求。

2）机械回收能力有效性分析

西江油田作业区机械回收能力为 64m³ /h，存放于海洋石油 115FPSO。

本项目机械回收能力满足管道泄漏的回收要求。

2）临时储油能力有效性分析

西江油田作业区临时储油能力共计 20m³，存在于海洋石油 115FPSO。中海石油（中国）有限公司深圳分公司其他作业公司共有临时储油能力共计 190m³。

本项目临时储油能力满足管道泄漏的临时储油能力要求。

5.5.4 溢油应急措施有效性分析

（1）防范措施有效性

前文对本项目施工期与运营期的风险进行了识别，作业方针对这些风险制定了相应的防范措施，并对地质性溢油及浅层气制定了一系列防范措施。经采取上述措施后，可以最大可能减少风险事故发生概率。

（2）本项目溢油应急能力

西江、惠州油田群现有溢油应急能力可以应付一般溢油事故的初始阶段。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，将动员其他深圳分公司应急资源及陆地溢油应急力量快速到达溢油现场投入现场溢油应急反应与回收。本项目配备及依托的溢油应急能力满足本项目最大可信事故溢油应急需求。

综上所述，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，本项目溢油风险可控。

6. 结论

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、火灾/爆炸、船舶燃料油泄漏、海底管道油气泄漏等。本项目最大可信事故为新建 XJ30-2FDD 平台海底管道泄漏事故。可能溢油量约为 32.42m³。

根据类比溢油预测结果，一旦发生溢油，抵达担杆列岛海洋保护区及生态保护红线时长约为 29h。同时，由于本项目位于短尾大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷南海北部产卵场、鲐鱼珠江口近海产卵场、金线鱼产卵场内，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位对环境风险概率较高的溢油事故予以足够重视。

本项目涉及平台存放有一定数量的溢油应急设备，包括溢油分散剂喷洒装置、手动喷雾器、溢油分散剂、吸油棉等的溢油应急设备，具备一定的溢油应急能力。

一旦发生事故，西江、惠州油田群可分别立即响应，现有溢油应急物资可满足本项目平台施工期和运营期风险事故的需求，西江油田周边溢油应急资源可以在接到通知后的 6～11.8h 抵达本次西江油田群评价平台附近并开始应急作业，惠州油田周边溢油应急资源可以在接到通知后的 14.3h～18.9h 抵达本次惠州油田群评价平台附近并开始应急作业，可满足本项目需求。

建设单位已编写《西江油田作业区溢油应急计划》（2024 年版）、《惠州油田溢油应急计划》（2023 年版）并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。中海石油（中国）有限公司深圳分公司也制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。本项目受上述溢油应急计划统一管理，若本项目所在海域工程发生变动，建设单位会根据实际情况动态更新溢油应急计划。建设单位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。

附表 1 海洋环境质量数据

附表 2 项目周边主要环境保护目标

附图

附图 1 地理位置图

附图 2 本项目与广东省海洋主体功能区规划的位置关系

附图 3 本项目与生态保护红线的位置关系

附图 4 广东省国土空间总体规划图

附图 5 本项目与广东省“三线一单”生态环境分区位置关系图

附图 6 油田周边环境敏感目标分布图（保护区）

附图 7-1 本项目附近产卵场分布图-1

附图 7-2 本项目附近产卵场分布图-2

附图 8 西江油田群、惠州油田群位置关系图

附图9-1 本项目XJ30-2FDD平台井槽布置图

附图 9-2 本项目 XJ24-3DPPB 平台井槽布置图

附图 9-3 本项目 XJ24-3FDD 平台井槽布置图

附图 9-4 本项目 XJ23-1DPP 平台井槽布置图

附图 9-5 本项目 HZ32-5DPP 平台井槽布置图

附图 10-1 HZ32-5DPP 平台下层甲板改造平面布置图

附图 10-2 HZ32-5DPP 平台中层甲板改造平面布置图

附图 10-3 HZ32-5DPP 平台上层甲板改造平面布置图

附图 11-1 海洋环境质量现状调查站位图（水质、生物生态）

附图 11-2 海洋环境质量现状调查站位图（沉积物）

附图 11-3 海洋环境质量现状调查站位图（渔业资源）

附件

附件 1：委托书

附件 2：相关工程环评批复

附件 2-1：《对（89）海油函（安）23 号、24 号、43 号文的批复》（（89）环监字第 220 号）

附件 2-2：《关于西江 23-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2005〕240 号）

附件 2-3：《关于西江 24/3-30/2 油田接入“海洋石油 115 号”FPSO 工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2010〕702 号）

附件 2-4：《国家海洋局关于惠州 25-8 油田/西江 24-3 油田西江 24-1 区联合开发项目环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字〔2013〕274 号）

附件 2-5：《国家海洋局关于惠州 32-5 油田综合调整/惠州 33-1 油田联合开发项目环境影响报告书的批复》（国海环字[2017]421 号）

附件 2-6：《国家海洋局关于海洋石油 115/南海奋进坞修替代项目环境影响报告书的批复》（国海环字[2017]421 号）

附件 3：相关工程竣工验收批复

附件 3-1：《关于西江 23-1 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字〔2010〕3 号）

附件 3-2：《国家海洋局关于西江 24-3/30-2 油田接入“海洋石油 115 号”FPSO 项目环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字〔2012〕893 号）

附件 3-3：《国家海洋局关于惠州 25-8 油田/西江 24-3 油田西江 24-1 区联合开发项目环保设施竣工验收的函（国海环字〔2018〕92 号）》

附件 3-4：《关于流花 34-2 气田开发工程等 7 个项目环境保护设施竣工验收合格的函》（环验[2022]5 号）

附件 4：钻井液、钻屑检测报告

附件 4-1：水基钻井液检测报告

附件 4-2：水基钻屑检测报告

附件 4-3：非水基钻屑检测报告

附件 5：海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

附件 6：平台、海管相关延寿文件

附件 6-1 XJ30-2FDD 平台延寿文件

附件 6-2 XJ24-3FDD 平台延寿文件

附件 6-3 XJ23-1DPP 平台延寿文件

附件 6-4　XJ23-1DPP 至海洋石油 115FPSO 海底混输管道延寿文件