建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称：文昌区域伴生气综合利用及调整井项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司湛江分公司

编制日期：2024 年 1 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 1
二、建设内容 5
三、生态环境现状、保护目标及评价标准 26
四、生态环境影响分析 40
五、主要生态环境保护措施 57
六、 生态环境保护措施监督检查清单 61
七、结论 63
附录：环境风险专项评价 64
1. 评价依据 64
2. 环境敏感目标概况 64
3. 环境风险识别 65
4. 环境风险分析 68
5. 环境风险防范措施及应急要求 71
6. 结论 88

一、建设项目基本情况

建设项目名称	文昌区域伴生气综合利用及调整井项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	路亚辉	联系方式	***
建设地点	中国南海北部珠江口盆地，海南省文昌市东侧海域		
地理坐标	文昌 19-1 油田 DPPA 平台：*** 文昌 14-3 油田 PLEM：*** 文昌 19-1 油田 WHPB 平台：*** 文昌 15-1 油田 WHPA 平台：*** 文昌 13-1 油田 WHPA 平台：*** 文昌 13-6 油田 WHPA 平台：*** 文昌 9-2/9-3 气田 CEP 平台：*** 文昌 13-2 油田 WHPB 平台：*** 文昌 8-3 油田 WHPA 平台：*** HYSY116FPSO：***		
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）	46900m^2/2.3km（根据新建海底管道长度、宽度各向外扩 10 米估算用海面积）
建设性质	☑新建（迁建） ☐改建 ☐扩建 ☑技术改造	建设项目 申报情形	☑首次申报项目 ☐不予批准后再次申报项目 ☐超五年重新审核项目 ☐重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	***	环保投资（万元）	***
环保投资占比（%）	0.38	施工工期	12 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	为提高文昌油田群储量动用程度，完善注采井网，中海石油（中国）有限公司湛江分公司拟在 WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB 及 WC8-3WHPA 共 7 个平台部署 11 口调整井，均为生产井；为将文昌区域伴生气全部有效利用起来，将多余的伴生气输送至 WC14-3WHPA 平台，最终进入崖城香港干线，本项目新建		

	WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM 输气海管。同时，在 HYSY116FPSO 安装余热锅炉替代现有的热媒炉节省燃料气消耗。 根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，本项目新增产能（与各平台原环评相比）为***m^3/a，油品密度按***t/m^3 计算，则新增产能为***t/a，低于 20×10^4t/a，生产水相比原环评减少 6839m^3/d，属于海洋油（气）开发及其附属工程，需编制环境影响报告表。 本项目的主要工程内容包括： ①调整井 （1）WC19-1WHPB 平台部署 2 口调整井，均为老井侧钻。 （2）WC15-1WHPA 平台部署 1 口调整井，为老井侧钻。 （3）WC13-1WHPA 平台部署 2 口调整井，均为老井侧钻。 （4）WC13-6WHPA 平台部署 2 口调整井，均为利用剩余井槽新钻井。 （5）WC9-2/9-3CEP 平台部署 1 口调整井，为利用剩余井槽新钻井。 （6）WC13-2WHPB 平台部署 2 口调整井，均为老井侧钻。 （7）WC8-3WHPA 平台部署 1 口调整井，为老井侧钻。 ②新建 WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM 长度 2.3km 的 10 寸海底输气软管（PLEM 即 Pipeline End Manifold，海底管道水下管汇终端，本项目 WC14-3PLEM 位于已建 HYSY116FPSO 至 WC14-3WHPA 平台海底输气管道近 HYSY116FPSO 端）。 ③对 HYSY116FPSO 上的热媒系统进行升级改造，拆除 3 台燃气热媒炉中的 2 台，利用油轮上现有的 3 台透平发电的尾气余热，增加 3 台余热锅炉，每台功率为 8000kW，和新增 1 套热媒油循环泵橇，接入原热媒油循环管网，新增 2 台低压压缩机。 **（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《海南省国土空间规划（2021—2035年）》的符合性分析** 根据《海南省国土空间规划（2021—2035 年）》，近岸海域划分为海洋生态空间和海洋开发利用空间。本项目调整井所在平台及新建管道均位于海南省国土空间规划范围之外，最近距离约为 67km（位置关系示意图见附图 2），本项目位于生态保护红线划定范围外，最近距离约 75km。因此，施工期和运营期均不会对海南省生态保护红线产生不利影响，与之相协调。因此，施工期和运营期均不会对海南省国土空间规划产生不利影响。

	（3）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》，本项目位于南海大陆架珠江口盆地，属于海洋油气资源勘探开发项目，位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，符合《全国海洋主体功能区规划》要求。 **（4）与海南省“三线一单”符合性分析** 根据《关于海南省“三线一单”生态环境分区管控的实施意见》（琼办发〔2021〕7号），本项目不在海南省海域环境管控单元内，见附图4。 本项目为海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中的“鼓励类”。本项目不涉及围填海活动，仅在钻井期、管道铺设期间对海水水质及沉积物产生短期小范围的影响，工程结束后海底环境将较快恢复。本项目投产后，生活污水和含油生产水处理达标后排海，运营期生活污水和含油生产水产生量均未超过原环评核算值，运营期没有增加对环境的影响。海底管道铺设完成后埋于海床底土之下一定深度内，正常运行阶段不会对周围环境和海域功能造成明显影响。 此外，油田制定了严密的溢油应急响应及处置措施，将严格按照油田已经批复的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度，确保周围海域海洋生态环境安全。 **（5）与《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025年）》符合性分析** 根据《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025年）》，要加强深海开发与合作，重点开展深海科考、深海探测、深海资源勘探开发、海洋遥感、海洋生态保护等活动；推进深海技术研发和深海工程装备制造，发展深海养殖、深海油气、深海生物活性物质及生物制品、深层海水开发利用等产业。推动海洋油气勘探开发向深远海拓展，坚持“陆海统筹、由浅入深、以近养远、远近结合”的原则，推进油气勘探开发，建设南海近浅海油气开发带，稳步推进深远海油气资源开发。 本项目属于海洋油气资源勘探开发项目，符合《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025年）》要求。 **（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。 **（7）与《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析** 《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》提出，“要强化海洋工程环境监管，严格落实海洋工程环评制度，强化海洋工程监管，加强海洋工程污染防治，探索建立跨部门的海洋工程监管联动机制。要加强海洋水产和渔业资源保护，实施海洋生物养护工程，严格执行近海海域伏季休渔制度，加强管辖海域重要海洋生物“三场一通道”及水产种质资源保护区的保护和修复。” 本项目在建设和生产阶段均将采取有效的环境保护措施，尽可能减少对海洋环境的损害，严格执行环评制度，制定严密的溢油防范及应急计划，以达到海洋石油开发与海洋环境保护两者兼顾的目的，项目建设符合《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》的相关要求。

二、建设内容

地理位置	文昌油田群位于中国南海珠江口西部海域，距海南省文昌市以东约 130km，距岸最近距离约 103km，水深在 110~150m 之间。文昌油田群包含文昌 13-1/13-2 油田、文昌 19-1/15-1/14-3/8-3/13-6 油田以及文昌 9-2/9-3/10-3 气田群，本项目涉及的平台包括 WC19-1DPPA、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB 及 WC8-3WHPA 等 8 座平台。其中调整井涉及 WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB 及 WC8-3WHPA 共 7 个平台，海底输气管道涉及 WC19-1DPPA 平台。 本项目共计 11 口调整井，均为生产井。8 口利用老井侧钻，3 口新钻井。项目计划实施的 11 口调整井分别位于 WC19-1WHPB 平台（2 口老井侧钻）、WC15-1WHPA 平台（1 口老井侧钻）、WC13-1WHPA 平台（2 口老井侧钻）、WC13-6WHPA 平台（2 口利用剩余井槽新钻井）、WC9-2/9-3CEP 平台（1 口利用剩余井槽新钻井）、WC13-2WHPB 平台（2 口老井侧钻）、WC8-3WHPA 平台（1 口老井侧钻）。 本项目地理位置图见附图 1

项目组成及规模

一、工程现状

1、已建油田工程设施

文昌油田群包括文昌 13-1/13-2 油田、文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1N/8-3E/13-6 油田以及文昌 9-2/9-3/10-3 气田群。主要工程设施包括 11 座井口平台、3 座中心平台、1 套水下生产系统和 1 艘 10 万吨级的浮式生产储油装置（海洋石油 116FPSO）以及相应海底管道海底电缆和脐带缆等。文昌 13-1/13-2 油田在 2002 年 7 月投产，文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田在 2011 年 1 月投产；文昌 19-1N/8-3E 油田在 2014 年 8 月投产；文昌 13-6 油田在 2015 年 1 月投产；文昌 9-2/9-3/10-3 气田群在 2018 年 7 月投产。WC19-1DPPA 及 WC9-7DPP 为拟建平台，与本项目同时投产。

以下主要介绍与本次调整项目相关的 WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB、WC8-3WHPA 及 WC19-1DPPA 平台主要设施及依托的 WC14-3WHPA 平台、HYSY116FPSO 的设备设施情况。

图 2-1　本项目生产物流走向示意图

表 2-1　本项目涉及平台及依托设施组成表

工程	设施	设施描述
调整井所在平台现有工程	WC19-1WHPB	4 腿 8 裙桩导管架钢结构平台，共设 7 个井槽（其中一个为内挂井槽），40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业。WC19-1WHPB 平台分离出来的部分生产水经处理达标后在本平台排海，剩余物流输送至 WC19-1WHPA 平台最终输往 HYSY116FPSO 进行处理。
	WC15-1WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 10 个井槽（其中一个为内挂井槽），40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输往 HYSY116FPSO，伴生天然气燃烧发电/放空。
	WC13-1WHPA	4 腿导管架结构。平台上的主要工艺设施包括原油脱气分离器、原油脱水分离器、生产水除油分离器、伴生气压缩机以及公用系统。正常生产时井口平台无人驻守，其上不设常规的生活住房设施。平台设有可容纳 60 人的临时休息室。主要公用和辅助生产系统包括消防系统、修井系统、化学药剂注入系统、通用仪表风系统、柴油储存和供给系统、探测报警和紧急关断系统、生活污水处理系统以及开式排放系统等。
	WC13-6WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 24 个井槽，110 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。
	WC9-2/9-3CEP	8 腿 12 裙桩导管架钢结构平台，共设 12 个井槽，120 人生活楼；设有气液分离系统、天然气处理系统、燃料气处理系统、生活污水处理系统等，可对文昌 9-2/9-3 和文昌 10-3 气田的生产物流进行油气水分离，天然气处理合格后外输，油

			水混合物经海底管线最终输送至 HYSY116FPSO。
		WC13-2WHPB	4 腿导管架结构平台，与 WC13-2 WHPA 平台通过 41m 栈桥连接。平台上设有 30 人生活楼、油气水处理设施、注水设施、原油发电机组及公用系统等。
		WC8-3WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 6 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC8-3WHPB 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。
	依托工程	WC19-1DPPA	8 腿钻采平台，设有模块钻机，共布设 20 个井槽，包括 4 个单筒双井。平台设有 80 人生活楼、透平电站、余热回收装置、余热电站、油气水处理系统、生产水处理系统、伴生气增压等设施。原油设计处理能力为***m^3/d，天然气设计处理能力为***×10^4m^3/d，生产水设计处理能力为***m^3/d，生活污水设计处理能力为***m^3/d。
		WC14-3WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 4 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线最终输往 HYSY116FPSO。
		WC9-7DPP	8 腿导管架式平台，设有 120 人生活楼、2 台 10MW 透平电站、余热回收装置、余热发电机组橇、模块钻机、井口生产计量装置、高/低压生产分离器、水处理设施、空压机系统、原油外输泵、压缩机橇、三甘醇脱水与再生、电气房间等。原油设计处理能力为***m^3/d，天然气设计处理能力为***m^3/d，生产水设计处理能力为***m^3/d，生活污水设计处理能力为***m^3/d。
		HYSY116FPSO	10 万吨级浮式生产储油装置，设有原油处理工艺系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、100 人生活楼等，接收、处理来自 WC19-1WHPA、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA、WC9-7 DPP 平台的生产物流，原油处理设计能力为***m^3/a，生产水处理设计能力为***m^3/d。
		海底管道、电缆	WC19-1WHPB 至 WC19-1WHPA 平台海底混输管道及海底电缆，5.5km； WC19-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底混输管道及海底电缆，2.04km； WC15-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底混输管道及海底电缆，36.99km； WC13-1WHPA 至 WC13-2WHPB 平台海底混输管道，7.2km； WC13-2WHPB 至 HYSY116FPSO 海底混输管道，18.9km； WC13-6WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道及海底电缆，18.2km； WC8-3WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道及海底电缆，18.3km； WC9-2/9-3CEP 至 WC8-3WHPB 平台海底混输管道，18km； WC9-2/9-3CEP 至崖城 13-1 气田海底输气管道，33.1km； WC13-6WHPA 至 WC13-1WHPA 平台海底电缆，12.5km； WC14-3WHPA 至 WC9-7DPP 平台混输海底管道及海底电缆，14km； WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 混输海底管道，27.72km；

		WC9-7DPP 至 WC19-1 DPPA 海底混输管道，45.7km； WC9-7DPP 至 WC9-2/9-3CEP 海底输气管道，11.6km。

2、物流集输工艺现状

本项目拟在 WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB 及 WC8-3WHPA 共 7 个平台部署 11 口调整井，新建 WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 海底输气管道。目前文昌油田群物流均接入 HYSY116FPSO 进行处理，共分为四个系列：

13-1/2 系列：WC13-1WHPA 平台流体通过海管进入 WC13-2WPHB 平台，WC13-2WHPA 平台流体通过栈桥管道进入 WC13-2WPHB 平台，文昌 13-1/2 油田流体在 WC13-2WHPB 平台进行深度脱水后，含水原油和天然气一起通过海管输送到 HYSY116FPSO 进行处理。

19-1 系列：WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 平台的生产水均经本平台生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，其余物流分别通过海管输往 WC19-1WHPA 平台，WC19-1WHPA 平台的生产水经本平台生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，其余物流与来自 WC19-1WHPB/WC19-1WHPC/WC19-1DPPA 平台的生产物流一起输送至 HYSY116FPSO 进行处理。

14-3 系列：包括 WC10-3SPS、WC9-2/9-3CEP、WC8-3WHPB、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA、WC13-6WHPA 及 WC9-7 DPP 平台，其中 WC10-3SPS/ WC9-2/9-3 CEP 平台的生产物流经过脱水和烃露点控制后的气体接入崖城-香港输气管道；分离出的凝析油和水通过海管输往 WC8-3WHPB 平台，WC8-3WHPB 平台生产水经本平台生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，其余物流汇合 WC9-2/9-3 CEP 平台的生产物流通过海管输往 WC8-3WHPA 平台，汇合 WC8-3WHPA 平台所产物流后通过海管输往 WC14-3WHPA 平台，同样汇合 WC14-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台所产物流通过海管输至 WC9-7DPP 平台，汇合 WC9-7DPP 平台来液后通过海管输往 WC19-1DPPA 平台再输送至 HYSY116FPSO 处理。

15-1 系列：包括 WC15-1WHPA 平台。WC15-1WHPA 平台设有油气分离设施，分离出的气体去放空系统，其余物流通过海底管道输往 HYSY116FPSO。

图 2-2　文昌油田群物流集输工艺流程图（下划线表示本次涉及的调整井平台）

HYSY116FPSO 工艺流程：WC13-2 WHPB 平台及上游物流和 WC15-1 WHPA 平台物流进入轻质油系统处理流程；WC19-1 WHPA 平台及上游物流进入中质油系统处理流程，处理合格的原油进入原油舱外输销售；分离出的生产水经生产水处理系统处理达标后排海；分离出的天然气部分用于燃料气发电，其余部分去火炬系统。

文昌油田群来自各平台的生产物流在 HYSY116 FPSO 上进行处理后，分离出的合格原油进入货油舱储存，定期由穿梭油轮外运；分离出的天然气用作燃料气在 FPSO 上发电，其

余部分通过火炬系统燃烧后排放。

图 2-3　HYSY116 FPSO 生产工艺流程图

二、本项目建设内容及规模

本项目的主要工程内容包括：

①调整井

（1）WC19-1WHPB 平台部署 2 口调整井，均为生产井，均为老井侧钻。

（2）WC15-1WHPA 平台部署 1 口调整井，为生产井，为老井侧钻。

（3）WC13-1WHPA 平台部署 2 口调整井，均为生产井，均为老井侧钻。

（4）WC13-6WHPA 平台部署 2 口调整井，均为生产井，均为利用剩余井槽新钻井。

（5）WC9-2/9-3CEP 平台部署 1 口调整井，为生产井，为利用剩余井槽新钻井。

（6）WC13-2WHPB 平台部署 2 口调整井，均为生产井，均为老井侧钻。

（7）WC8-3WHPA 平台部署 1 口调整井，为生产井，为老井侧钻。

②新建 WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM 长度 2.3km 的 10 寸海底输气软管。

③对 HYSY116FPSO 上的热媒系统进行升级改造，拆除 3 台燃气热媒炉中的 2 台，利用油轮上现有的 3 台透平发电的尾气余热，增加 3 台余热锅炉，每台功率为 8000kW，新增 1 套热媒油循环泵橇，接入原热媒油循环管网。

1.调整井建设方案

①调整井情况及参数见下表。

表 2-2　拟建调整井前后基本情况

油田	平台	目前井号	目前井别	侧钻	调整后井号	调整后井别
WC19-1	WHPB	B6S1	生产井	是	B6S2	生产井
		B8	生产井	是	B8S1	生产井
WC15-1	WHPA	A8H	生产井	是	A8M（两个分支 A8Ma/A8Mb）	生产井
WC13-1	WHPA	A9	生产井	是	A9H1	生产井
		A11	生产井	是	A11S1	生产井
WC13-6	WHPA	/	/	否	A14H	生产井
		/	/	否	A20	生产井
WC9-2/9-3CEP	WHPA	/	/	否	B5	生产井
WC13-2	WHPB	B13H	生产井	是	B13H1	生产井
		B17H	生产井	是	B17H1	生产井
WC8-3	WHPA	A5	生产井	是	A5H1	生产井

表 2-3　拟建调整井井身结构

***	***	***	***	***	***

	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***		***		***		***		***
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***		***		***		***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***		***		***		***		***
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

图 2-4 侧钻定向井井身结构示意图　　图 2-5 侧钻水平井井身结构示意图

图 2-6　新钻井井身结构示意图

②钻井液体系组成

根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，达到防塌、防漏、防水化膨胀、防 卡及安全、快速钻进和保护好储层及环境的要求，钻井液设计成分见下表。本次 11 口调整井均采用水基钻井液钻井。

表 2-4　BIODRILL A 体系配方

***	***	***	***
***	***	***	***
***	***	***	***
***	***	***	***
***	***	***	***
***	***		

③产能预测

根据建设单位提供的资料，本项目投产前后产能预测如下：

表 2-5　调整井投产前后 WC13-2WHPB 平台产能预测表

***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***

	***								
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***								
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2-6 调整井投产前后 WC13-6WHPA 平台产能预测表

***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	***								
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***								

	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2-7 调整井投产前后 WC9-2/9-3CEP 平台产能预测表

***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	***								
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***								
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2-8 调整井投产前后 WC8-3WHPA 平台产能预测表

***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	***								
***	***	***	***	***	***	***			
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***			
***	***								
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2-9 调整井投产前后 WC15-1WHPA 平台产能预测表

***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	***								
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***								
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2-10 调整井投产前后 WC13-1WHPA 平台产能预测表

***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	***								
***	***	***	***	***	***	***			
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***								
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2-11 调整井投产前后 WC19-1WHPB 平台产能预测表

***	***			***			***		

	***	***	***	***	***	***	***	***	***
	***								
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***								
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

④生产水注采平衡分析

本项目投产后，生产水处理及回注流程不变。根据建设单位提供资料，文昌油田群水平衡分析见下表，由表中可以看出：本次调整后，生产水排放、回注总量等于总产水量，不超过各平台水处理能力。

表 2-12　文昌油田群生产水平衡表（m^3/d）

***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***			***			***		
	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***			***			***		
	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***	***	***	***	***		***	***	***
***	***		***				***		
	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***			***	***	***		***	***
***	***		***			***			
	***	***	***	***	***				
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2、新建 WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM 海底输气软管

由于文昌区域合并运营，2023 年奋进号 FPSO 解脱后，原奋进号 LPG 系统回收及两台 SGT100 机组电站消耗的约 5.6 万方/天的天然气无法就地消纳，全部输送至 HYSY116FPSO。如果不对区域的伴生气进行统筹利用，每天有 12.7 万方的伴生气需要放空处理。新建 WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM 海底输气软管不但可以实现区域火炬气消纳，同时可以实现文昌区域天然气管线的互联互通，实现区域开发和利用最大价值，具有战略性意义。

因此在 WC19-1DPPA 平台新增海管至 WC14-3PLEM 附近，与原有 WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 混输海管串联使用，组成由 WC19-1DPPA 至 WC14-3WHPA 平台的输气通道，将 WC19-1DPPA 上多余伴生气输送至 WC14-3WHPA，通过 WC14-3WHPA 至文 WC9-7DPP 混输海管进入 WC9-7DPP 平台处理流程，最后干气经 WC9-2/9-3CEP 平台进入崖城 13-1 气田平台至香港天然气接收站海底管道。

表 2-13　新建海管参数

海管类型	10 寸挠性软管
平管	***
膨胀弯	***
立管	***
护管	***
设计压力	***
设计温度	***
腐蚀裕量	3mm
管线长度	2.3km
设计寿命	25 年

图 2-7　新建海管路由图

新海管连接 WC19-1DPPA 平台和已建 WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 海底管道，在已建 WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 海底管道 HYSY116FPSO 端海底进行开孔，布置 PLEM（海底管汇），与新建输气管道相连。立管采用双层不保温管道，平管段采用挠性管结构型式。

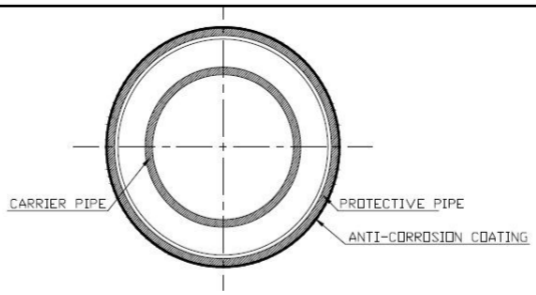


图 2-8　立管结构型式

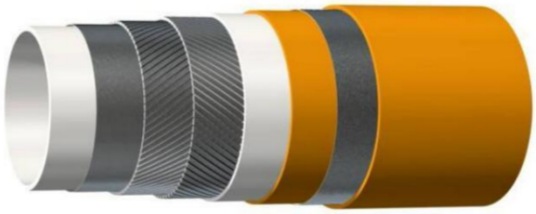


图 2-9　挠性管结构型式

管道挖沟埋设 2m，软管先铺设后挖沟，自然回填，拟采用挠性管船舶施工。立管在陆上场地预安装，水下软管与立管采用水下法兰连接，软管和已建海管（WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 混输管道）平管段采用膨胀弯连接。靠近平台的位置布置水泥压块对管道进行保护；跨越处先在已建管道/电缆上放置水泥压块，然后铺设新建海底管道，再在新建海底管道上放置水泥压块进行保护。新增膨胀弯需覆盖水泥压块保护。

本项目海管立管为钢制管材，内腐蚀可采用“碳钢+缓蚀剂”的防腐方案，内腐蚀裕量按 3mm 考虑。为保证海底管道的安全，在新建海底管道出入口设置腐蚀挂片和探针，监测海底管道的腐蚀情况。新建海管立管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法。立管全浸区采用 3LPE 涂层系统，总厚度应不小于 3.5 mm。立管飞溅区采用抗冲击性能好、耐紫外线、耐磨性能好的氯丁橡胶，底层采用 FBE 底漆，总厚度不小于 13.0mm。

3、HYSY116FPSO 改造

HYSY116FPSO 热媒系统原流程设置 3 台燃气热媒炉，每台功率为 8000kW，产生的热油供油轮上各热媒用户使用；依据现场实际使用情况，除个别寒冷天气需要启动 2 台热媒炉，正常情况下只需启动 1 台热媒炉。

现拆除 3 台燃气热媒炉中的 2 台，利用 FPSO 上现有的 3 台透平发电的尾气余热，增加 3 台余热锅炉，每台功率为 8000kW，新增透平发电机的透平尾气余热暂不考虑；保留下的燃气热媒炉作为项目改造施工和调试期间的供热保障，项目完成后主要使用余热锅炉，正常工况下启动 1 台，个别寒冷天气启动 2 台余热锅炉，燃气热媒炉作为后备。

改造工程内容为：拆除 3 台燃气热媒炉中的 2 台，利用 FPSO 上现有的 3 台透平发电的

尾气余热，新增 3 套余热锅炉和新增 1 套热媒油循环泵橇，接入原热媒油循环管网。同时在 HYSY116FPSO 新增 2 台 10 万方/天的低压气压缩机，实现放空气回收发电。

三、依托可行性分析

1、处理能力校核

本次调整井工程涉及的 WC19-1WHPB、WC13-1WHPA、WC13-2WHPB、WC8-3WHPA 平台设置有生产分离器，将部分生产水分离排放后，其他生产水输送至 WC19-1DPPA、WC9-7DPP 平台最终输送至 HYSY116FPSO 进行处理。WC15-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP 平台不分离生产水，其中 WC15-1WHPA 平台物流直接输送至 HYSY116FPSO 进行处理，WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP 物流输送至 WC9-7DPP 平台最终输送至 HYSY116FPSO 进行处理。

因此本报告对 WC19-1WHPB、WC13-1WHPA、WC13-2WHPB、WC8-3WHPA、WC19-1DPPA、WC9-7DPP、HYSY116FPSO 的生产分离器处理能力进行校核。

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 2-14　生产水处理能力校核

平台	生产水（m^3/d）		平台设施处理能力校核结果
	生产水处理最大量	处理能力	
WC19-1WHPB	***	***	满足
WC13-1WHPA	***	***	满足
WC13-2WHPB	***	***	满足
WC8-3WHPA	***	***	满足

表 2-15　WC19-1DPPA 处理能力校核

介质	WC19-1DPPA 平台		平台设施处理能力校核结果
	处理最大量	处理能力	
油（m^3/d）	***	***	满足
气（ Sm^3/d）	***	***	满足
水（m^3/d）	***	***	满足

表 2-16　WC9-7DPP 处理能力校核

介质	WC9-7DPP 平台		平台设施处理能力校核结果
	处理最大量	处理能力	
油（m^3/d）	***	***	满足
气（ Sm^3/d）	***	***	满足
水（m^3/d）	***	***	满足

表 2-17　HYSY116FPSO 处理能力校核

介质	HYSY116FPSO		平台设施处理能力校核结果
	处理最大量	处理能力	
油（m^3/d）	***	***	满足
气（ Sm^3/d）	***	***	满足
水（m^3/d）	***	***	满足

2、管道输送能力校核

本项目物流走向涉及 12 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 2-18 涉及混输海管输送能力校核

管道	***	***	***	***	依托可行性
WC19-1WHPB 至 WC19-1WHPA 平台海底混输管道	***	***	***	***	可行
WC19-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底混输管道	***	***	***	***	可行
WC15-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底混输管道	***	***	***	***	可行
WC13-1WHPA 至 WC13-2WHPB 平台海底混输管道	***	***	***	***	可行
WC13-2WHPB 至 HYSY116FPSO 海底混输管道；	***	***	***	***	可行
WC13-6WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道	***	***	***	***	可行
WC8-3WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道	***	***	***	***	可行
WC9-2/9-3CEP 至 WC8-3WHPB 平台海底混输管道	***	***	***	***	可行
WC9-2/9-3CEP 至崖城 13-1 气田海底输气管道	***	***	***	***	可行
WC14-3WHPA 至 WC9-7DPP 平台混输海底管道	***	***	***	***	可行
WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 混输海底管道	***	***	***	***	
WC9-7DPP 至 WC19-1DPPA 海底混输管道	***	***	***	***	可行

2、依托设施寿命校核

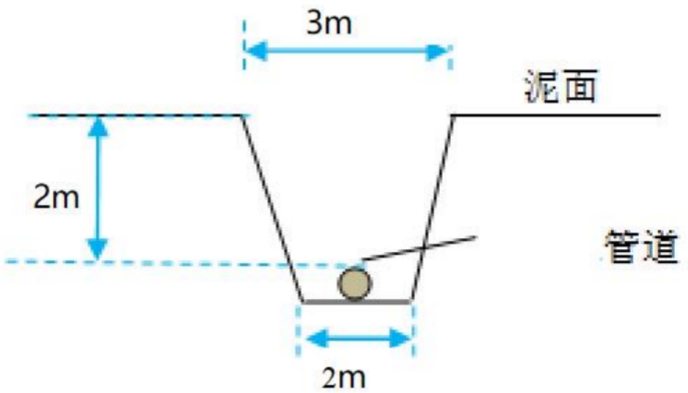
本项目依托平台、管道寿命校核见下表。WC8-3WHPA 至 WC14-3WHPA 海管将于 2024 年达到设计寿命，为保证管道的使用安全，建设单位已对该海管进行了延寿评估，评估结论为落实延寿条件后，该海管延寿至 2027 年。建设单位将在海管达到使用寿命前一年再次进行延寿评估，评估不通过则进行海管更换。

表 2-19 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
WC13-2WHPB 平台	2021	20	2041	可行
WC13-6WHPA 平台	2015	20	2035	可行
WC13-1WHPA 平台	2002	28	2030	可行
WC19-1WHPA 平台	2011	20	2031	可行
WC19-1WHPB 平台	2011	20	2031	可行

WC8-3WHPA 平台	2011	20	2031	可行
WC14-3WHPA 平台	2011	20	2031	可行
WC9-2/9-3CEP 平台	2021	20	2041	可行
HYSY116FPSO	2011	25	2036	可行
WC9-7DPP 平台	拟建	25	拟与本项目同时投产	可行
WC19-1DPPA 平台	拟建	25	拟与本项目同时投产	可行
WC19-1WHPB 至 WC19-1WHPA 平台海底混输管道	2011	20	2031	可行
WC19-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底混输管道	2008	20	2028	可行
WC15-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底混输管道	2008	20	2028	可行
WC13-1WHPA 至 WC13-2WHPB 平台海底混输管道	2022	20	2042	可行
WC13-2WHPB 至 HYSY116FPSO 海底混输管道；	2022	20	2042	可行
WC13-6WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道	2011	20	2031	可行
WC8-3WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道	2009	15	2024（已延寿至 2027 年）	可行
WC9-2/9-3CEP 至 WC8-3WHPB 平台海底混输管道	2021	20	2041	可行
WC9-2/9-3CEP 至崖城 13-1 气田海底输气管道	2021	20	2041	可行
WC14-3WHPA 至 WC9-7DPP 平台混输海底管道	拟建	25	拟与本项目同时投产	可行
WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 混输海底管道	2008	20	2028	可行
WC9-7DPP 至 WC19-1DPPA 海底混输管道	拟建	25	拟与本项目同时投产	可行

总平面及现场布置	7 个调整井工程平台井槽平面布置图分别见下图。 **图 2-10　WC19-1WHPB 平台井槽平面布置图** **图 2-11　WC15-1WHPA 平台井槽平面布置图** **图 2-12　WC13-1WHPA 平台井槽平面布置图** **图 2-13　WC13-6WHPA 平台井槽平面布置图** **图 2-14　WC9-2/9-3CEP 平台井槽平面布置图** **图 2-15　WC8-3WHPA 平台井槽平面布置图** **图 2-16　WC13-2WHPB 平台井槽平面布置图** **图 2-17　新建 WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 海底输气软管平面布置** **图 2-18　HYSY116 余热锅炉改造平面布置** **图 2-19　WC19-1DPPA 下层甲板改造平面布置** **图 2-20　WC14-3WHPA 下层甲板改造平面布置**

施工方案	一、调整井施工方案 1、钻完井设备和钻井方式 采用平台修井机进行钻完井作业。 2、剩余井槽调整井工程 WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP 平台计划利用剩余井槽新钻调整井。调整井钻完井作业均采用平台修井机进行。采用钻入法下入隔水管，*** 3、老井侧钻调整井工程 其余 8 口调整井全部利用老井侧钻，钻完井作业均采用平台修井机进行。侧钻调整井前，需对原井进行弃井作业，主要步骤是移井架至作业井、钢丝作业捞出 Y 堵、压井、拆采油树、装防喷器、起出原井生产管柱，刮管洗井、下入水泥承留器、挤注 1#水泥塞、打 2#水泥塞、探塞面及试压、打 3#水泥塞、探塞面及试压等。弃井作业结束后，侧钻调整井时与正常的新钻井工艺基本一致。***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）。 二、WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 海底输气管道施工方案 管道长度 2.3km，采用后挖沟自然回填埋设法，海管外径 10 寸，埋设管道顶部距海床表面为 2m，管沟底宽 2m，顶宽 3m，挖沟速度 1500m/d，天气允许的情况下，施工时间为 24h/d。 拟建海底管道埋设示意图见下图。  **图 2-21　海底管道埋设示意图** 海管铺设施工顺序如下： 1. 海管铺设前进行路由预调查，为了详细了解施工海域的水深、地形地貌及海底障碍物、浅地层地质构造等情况，以及该区域内的已投产平台、海底管道、海底电缆等，为海管

施工提供海洋环境和工程地质基础资料。在施工前使用调查船对管线路由两侧各 500m 范围及平台周围 1km 范围进行测扫。路由区水深在***之间。

2. 潜水支持船到达平台侧，完成抛锚就位。潜水员下水对立管卡子安装位置进行检查，清除障碍物和切除影响的阳极块，潜水员下水引导立管卡子至安装位置，闭合立管卡子，安装立管卡子螺栓，待水下立管卡子全部就位后，利用长钢丝对卡子初步进行同心度的调整。

3. 根据设计锚位进行就位，铺管船在 WC19-1DPPA 平台侧设计位置就位，然后进行起始缆的连接，当完成张力测试后，开始正常铺设。在该作业阶段，管线在铺管船的作业线上通过焊接、检验、防腐等工序连接起来，然后通过操作铺管船的锚机，沿设计路由向前移船将海底管道铺至海底。

4. 新管线铺设完成后进行后挖沟作业。新铺管线后挖沟方向为由 WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM，海管后挖沟埋深要求为距管顶 2 米，计划挖沟一遍成型。根据业主埋深后调查结果，如有部分管线未达到埋设要求，挖沟船将针对此部分进行补挖工作。

5. 浮吊船负责吊装膨胀弯，膨胀弯吊装下水前，由吊机将新膨胀弯吊装下水，潜水员下水指挥吊机调整膨胀弯位置进行法兰对接；

6. 管道机械完工后，对管线进行整体清管、试压。待清管试压完成后，将新安装的立管接入平台原工艺管线。

7. 跨越处理：新铺海管跨越已建海管/海缆时，采用常规跨越设计方案，在跨越点已建海管/海缆上铺设一层混凝土压块（厚度 300mm），新铺海管铺设通过混凝土压块，再在新铺设海管上铺设一层混凝土压块。

三、HYSY116FPSO 改造施工方案

HYSY116FPSO 计划拆除现有 3 台燃气热媒炉中的 2 台，新增 3 套余热锅炉和新增 1 套热媒油循环泵橇，接入原热媒油循环管网。新增 2 台低压压缩机，采用平台吊机进行吊装施工。

四、工期安排

本项目工期详见下表。同时施工人数最多时出现在海底管道铺设与钻井时段叠加时，约 320 人。

表 2-19　本项目工期安排

施工阶段	类别	船型	船舶数量(艘)	施工人数(人)	施工天数(d)
新建海底输气管道	海底管道铺设	HYSY291	1	90	30
		软管运输自航驳	1	20	20
		限位拖轮 1	1	75	10
		限位拖轮 2	1	75	10
		限位拖轮 3	1	75	10
		守护拖轮	1	20	10

		HYSY 691(挖沟）	1	60	20
膨胀弯拆除、回接及PLEM 封堵	HYSY285	1	120	45
	限位拖轮 1	1	75	20
	限位拖轮 2	1	75	20
	限位拖轮 3	1	75	20
	守护拖轮	1	20	45
	运输驳船	1	20	40
清管试压排水干燥惰化	两个平台施工	/	20	45
WC19-1DPPA 平台改造	/	/	10	15
WC14-3WHPA 平台改造	/	/	10	40
水下作业	8000HP 拖轮	1	50	80
钻完井	拖轮	6000hp 以上	2	30	360
	守护船	6000hp 以上	1	60	360
HYSY116FPSO 余热锅炉及压缩机改造	/	/	50	330

其他

新建 WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 路由中心与已建管缆 WC19-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底电缆 2 存在 1 处跨越；与 WC19-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底电缆 1 存在 1 处跨越；与 WC19-1WHPA 至 HYSY116FPSO 混输管线存在 1 处跨越；与 WC19-1WHPA 至 WC15-1WHPA 海底电缆存在 1 处跨越。

通过对路由区工程地质、地震活动性、冲淤环境、水文气象要素、腐蚀要素及路由区的海洋开发活动和相关规划进行综合评价，认为在预选路由位置处进行海底电缆管道铺设可行。主要基于以下几点考虑：

1）地形上尽量平缓，尽量避免穿越底质异常区（硬质海底），以利于电缆管道铺设；

2）尽量集中布缆设计，节约可用海床面积。

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

本项目位于中国南海北部珠江口盆地，根据《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》，本项目位于珠江口盆地矿产与能源区范围内。

一、调查资料来源

1、海洋环境质量现状资料来源

本次现状调查资料引自《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》，调查单位为***，采样时间为 2022 年 9 月 15 日~19 日。现状调查设水质调查站位 30 个，生物生态站位 24 个。沉积物调查时间为 2020 年 5 月 12 日~6 月 3 日，沉积物调查站位 20 个。调查站位均覆盖本项目。

2、渔业资源现状资料来源

本次渔业资源调查资料引自《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》，调查单位为***，调查时间为 2022 年 4 月 19 日至 4 月 27 日，共设 12 个采样站位。

二、调查概况

1、海洋环境质量现状调查站位

工程区域的海洋环境质量现状调查站位详见表 3-1 及图 3-1。

表 3-1　海洋环境质量现状调查站位

站号	***	***	调查内容
P1	***	***	水质、生物生态
P2	***	***	水质
P3	***	***	水质、生物生态
P4	***	***	水质
P5	***	***	水质、生物生态
P6	***	***	水质、生物生态
P7	***	***	水质、生物生态
P8	***	***	水质、生物生态
P9	***	***	水质、生物生态
P10	***	***	水质、生物生态
P11	***	***	水质、生物生态
P12	***	***	水质、生物生态
P13	***	***	水质、生物生态
P14	***	***	水质、生物生态
P15	***	***	水质、生物生态
P16	***	***	水质
P17	***	***	水质、生物生态
P18	***	***	水质、生物生态
P19	***	***	水质、生物生态
P20	***	***	水质
P21	***	***	水质、生物生态
P22	***	***	水质、生物生态

P23	***	***	水质、生物生态
P24	***	***	水质、生物生态
P25	***	***	水质、生物生态
P26	***	***	水质、生物生态
P27	***	***	水质
P28	***	***	水质、生物生态
P29	***	***	水质
P30	***	***	水质、生物生态

图 3-1　海洋环境质量现状调查站位（水质、生物生态）

2、渔业资源调查站位

工程区域的渔业资源现状调查站位详见表 3-2 及图 3-2。

表 3-2　渔业资源现状调查站位

站位	***	***
W1	***	***
W2	***	***
W3	***	***
W4	***	***
W5	***	***
W6	***	***
W7	***	***
W8	***	***
W9	***	***
W10	***	***
W11	***	***
W12	***	***

图 3-2　渔业资源现状调查站位

3、沉积物调查站位

沉积物调查站位见下表及下图：

表 3-3　沉积物调查站位

站号	***	***	调查内容
P1	***	***	沉积物
P3	***	***	沉积物
P5	***	***	沉积物
P7	***	***	沉积物
P8	***	***	沉积物
P9	***	***	沉积物
P11	***	***	沉积物
P12	***	***	沉积物
P13	***	***	沉积物
P15	***	***	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
P25	***	***	沉积物
P26	***	***	沉积物
P28	***	***	沉积物
P30	***	***	沉积物

图 3-3　沉积物调查站位

三、海水水质评价结果

1、评价因子

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

2、评价标准

根据本项目海洋环境质量现状监测站位布设情况，对照《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》（调查站位不涉及生态保护红线），调查站位中有 3 个水质站位位于功能区划外，按照不劣于现状进行评价。其他站位位于功能区划内，按照所在功能区划海水水质标准进行评价。

本项目站位采用标准具体见下表。

表 3-4　本次水质监测站位采用评价标准

监测站位	执行水质标准
***	一类
***	维持现状
***	不劣于现状

3、评价结果

位于《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》中的海南岛外海农渔业区执行第一类海水水质标准的 11 个站位中，pH、COD、石油类、无机氮、铜、砷、镉、锌、汞、总铬、硫化物、挥发性酚的所有站位所有层次样品均满足第一类海水水质标准。溶解氧、活性磷酸盐和铅存在超标现象，见下表。

溶解氧表层、10m 层和 50m 层所有样品均符合第一类海水水质标准，100m 层 9 个站位超标，超标样品均符合第二类海水水质标准；底层 10 个站位超标，其中 3 个超标样品均符合第二类海水水质标准，7 个超标样品均符合第三类海水水质标准。

活性磷酸盐表层、10m 层和 50m 层所有样品均符合第一类海水水质标准，100m 层 5 个站位超标，超标样品均符合第二（三）类海水水质标准，底层 8 个站位超标，其中 7 个超标样品符合第二（三）类海水水质标准，1 个超标样品符合第四类海水水质标准。

调查区域铅 50m 层、100m 层和底层所有样品均符合第一类海水水质标准，表层 2 个站位超标，10m 层 1 个站位超标，超标样品均符合二类海水水质标准。

表 3-5　秋季水质调查站位超标情况

超标因子	调查层位	站位	符合标准
溶解氧	100m 层	***	二类
	底层	***	3 个二类 7 个三类
活性磷酸盐	100m 层	***	二（三）类
	底层	***	7 个二（三）类 1 个四类
铅	表层	***	二类
	10m 层	***	

位于《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》中的珠江口盆地矿产与能源区的 16 个站位中，pH、COD、石油类、无机氮、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚等评价因子所有站位所有层次样品均符合第一类海水水质标准。溶解氧 10m 层 1 个站位、100m 层 15 个站位、底层 8 个站位符合第二类海水水质标准要求；底层 7 个站位符合第三类海水水质标准要求；活性磷酸盐 100m 层 7 个站位、底层 11 个站位符合第二（三）类海水水质标准要求；铅 50m 层 1 个站位符合第二类海水水质标准要求；其余各层次站位符合第一类海水水质标准要求。

位于《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》外的的 3 个站位中，pH、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、铅、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚等评价因子所有站位所有层次样品均符合第一类海水水质标准。溶解氧底层 3 个站位均符合第二类海水水质标准；其余各层次站位符合第一类海水水质标准要求。

4、水质状况超标原因分析

溶解氧超标层次集中于 100m 层和底层。溶解氧除与当时海水的水温有关外，还与盐度、氧气分压、水动力情况及海水中生物的生长变化均有关系。在生物生长密集、生长迅速的季节及区域，DO 含量消耗很快，也会在一定范围和一定时间内形成缺氧区。至于 100m 层及更深层次的 DO 大范围超标现象，主要原因是由于 50m~100m 间出现温跃层，使海水出现垂直分层，上层和下层水体交换较弱，使底层海水较难获得溶解氧，底层消耗的氧来不及补给，导致底层缺氧，属于较深海区的普遍现象。

秋季活性磷酸盐表层、10m 层和 50m 层所有样品均符合第一类海水水质标准，而在底

层和 100m 层的含量较高，其原因主要有两个方面：一、有机体死亡后大都沉降到海底，其腐烂和降解过程中产生的无机磷（大部分是活性磷酸盐）溶解在底层海水中，使海水中含量相对升高；二、浮游植物大都生长在光线充足的上层海水中，深层海水浮游植物的数量较少，对海水中营养盐的吸收与利用也相对要少。因此，底层或接近底层的海水中营养盐的含量往往比上层海水要高。

秋季调查区域铅表层、10m 层部分样品超出第一类海水水质标准，在空间分布上不具明显规律性。海水中的铅可能来自岩石的风化产物、入海径流、气溶胶传输、船舶排放等。考虑到调查海域距离陆地较远，直接受到工业含铅污水排放影响的可能性不大，其原因可能有：一方面因为本海域海水中铅含量的本底值较高，结合附近海域历史调查资料，附近海域海水中铅的浓度也曾出现超标现象；另一方面，大气气溶胶可通过干湿沉降将铅输送至海水中，是海水中铅污染的一个重要来源。

四、海洋沉积物环境质量现状调查结果

1、评价因子

海洋沉积物评价因子为：有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬和砷共 10 项。

2、评价标准

本次调查中有 19 站位位于《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》范围内（调查站位不涉及生态保护红线），根据海洋功能区划要求采用相应标准进行评价，见下表；1 个站位位于《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》范围外，按照不劣于现状评价。

表 3-6　海南省海洋功能区划内沉积物调查站位评价标准

功能区划类型	海洋功能区划名称	功能区划包含监测站位	执行水质标准
农渔业区	海南岛外海农渔业区	***	一类
矿产与能源区	珠江口盆地矿产与能源区	***	维持现状
功能区划外		***	不劣于现状

3、评价结果

调查海区所有站位表层沉积物中各评价因子均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类海洋沉积物质量标准，调查海区沉积物质量良好。

五、海洋生态环境质量现状调查结果

与秋季水质现状调查同步，进行了叶绿素 a 和初级生产力、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 和初级生产力

秋季调查海域各站叶绿素 a 平均浓度的变化范围为***mg/m^3，平均值为***mg/m^3，根据生物学参考标准，调查海区叶绿素 a 含量指示该海区为贫营养海区。

秋季调查海域各站初级生产力变化范围为***mg •C/(m^2 •d)，平均值为***mg •C/(m^2 •d)。海区总体初级生产力处于低水平。

（2）浮游植物

秋季调查海域共出现浮游植物 4 门 48 属 163 种，其中硅藻种类为 31 属 95 种，占总种数 58.3%；甲藻有 13 属 61 种，占总种数 37.4%；金藻 2 属 2 种，蓝藻 2 属 5 种。

浮游植物细胞密度变化范围在***×10^4 个/m^3 之间，平均密度为***×10^4 个/m^3。

秋季调查海域浮游植物的优势种类有铁氏束毛藻、卡氏根管藻、长海毛藻、紧挤角毛藻、笔尖形根管藻粗径变种、笔尖形根管藻、短叉角毛藻、翼根管藻印度变型、美丽漂流藻、菱形海线藻、伯氏根管藻。

***（3）浮游动物

秋季调查该海域共鉴定浮游动物 15 类 325 种和阶段性浮游幼体 15 类。其中各类群中以桡足类种类数最多，共出现 112 种，占总种类数的 32.9%；其次为刺胞动物 61 种，占总种类数的 17.9%；端足类 37 种，占总种类数的 10.9%；其它类群的种类数在 1~33 种之间。

浮游动物湿重生物量变化范围在***）mg/m^3 之间，平均为***mg/m^3。密度变化范围在***个/m^3 之间，平均值为***个/m^3。

秋季调查海域浮游动物优势种类为双尾萨利亚纽鳃樽、蛇尾纲长腕幼虫、狭额次真哲水蚤、肥胖软箭虫、后圆真浮萤、芦氏拟真刺水蚤、普通波水蚤和长尾类幼体。

***（4）底栖生物

秋季调查中海域共鉴定底栖生物 6 大门类 193 种，其中节肢动物种类最多，有 71 种，约占总种数的 36.79 %；软体动物次之，有 38 种，占总种数的 19.69 %；脊索动物有 34 种，占总种数的 17.62 %；环节动物有 17 种，占总种数的 8.81 %；棘皮动物有 22 种，占总种数的 11.40 %；腔肠动物有 11 种，占总种数的 5.70 %；其他类群比例较低。

调查海域底栖生物生物量变化范围在***g/m^2 之间，平均为*** g/m^2。密度变化范围在***个/m^2 之间，平均为***个/m^2。

秋季调查中，底栖生物优势种共有 5 种，分别为银光梭子蟹、羊舌鲆、简氏瓷蛇尾、六突拟对虾和象牙长螯蟹。

***

（5）生物质量

①评价因子

秋季生物质量调查共测定底栖生物生物质量样品 31 份，包括鱼类 23 个，甲壳类 6 个，

软体类 2 个，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（非双壳类和头足类）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。鱼类、软体类及甲壳类无铬和砷的评价标准，甲壳类体内石油烃也无评价标准，不予以评价。

③评价结果

秋季调查鱼类、软体类和甲壳类体内铜、铅、镉、锌、汞和石油烃的含量均符合生物质量标准要求，海区整体生物质量状况优良。

六、渔业资源

（1）鱼卵、仔稚鱼

秋季调查共鉴定出鱼卵仔稚鱼 37 个种类，隶属于 19 目 34 科。

秋季调查水平拖网共采到鱼卵***粒，仔稚鱼***尾；鱼卵平均密度为***粒/1000m^3，仔稚鱼为***尾/1000m^3。垂直拖网共采到鱼卵***粒，仔稚鱼***尾；鱼卵平均密度为***粒/1000m^3，仔稚鱼为***尾/1000m^3。

（2）鱼类

秋季调查共捕获鱼类 153 种，隶属 19 目 79 科。在鉴定的 153 种鱼类中，以鲈形目种数最多，共 62 种；鲉形目有 20 种，鲽形目 15 种。其余目鱼类种类数均较少。优势渔获物共有 2 种，圆鳞发光鲷和条尾绯鲤，IRI 指数为 3485 和 1402。

***（3）头足类**

秋季调查海域共获得头足类 18 种，隶属于 3 目 5 科，优势种共有 3 种，中国枪乌贼、剑尖枪乌贼和金乌贼，IRI 指数分别为 8163、7180 和 1176。

***（4）甲壳类**

秋季调查渔获甲壳类 22 种，分隶 2 目 13 科。其中，虾类有 8 科 12 种；蟹类 4 科 8 种；虾蛄类有 1 科 2 种，优势渔获物共有 3 种，以卷折馒头蟹、银光梭子蟹和假长缝拟对虾，IRI 指数分别为 2104、1734 和和 1719。

***

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 3-7　与本项目相关的环评及批复情况

报告名称	环评批复情况	批复的工程内容（加粗为本项目涉及）	竣工验收情况
文昌 13-1/13-2 油田开发工程环境影响报告书	国海环字[1999]458 号	①2 座井口平台 **WC13-1WHPA**、WC13-2WHPA；②单点系泊系统（SPM）；③一艘浮式生产储油装置（南海奋进号 FPSO）；④2 条海底电缆、2 条混输管道。	国海环字[2005]28 号
文昌 13-2 油田综合调整项目环境影响报告书	环审[2018]55 号	①1 座井口平台 **WC13-2WHPB**；	环验[2021]3 号
文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书	国海环字[2005]238 号	①5 座井口平台 WC19-1WHPA、**WC19-1WHPB**、**WC15-1WHPA**、**WC14-3WHPA**、**WC8-3WHPA**；②**单点系泊系统（SPM）**；③**一艘浮式生产储油装置（HYSY116FPSO）**；④**5 条海底电缆、5 条混输管道**。	国海环字[2011]39 号
文昌 19-1 北/8-3 东/13-6 油田开发工程环境影响报告书	国海环字[2012]654 号	①3 座井口平台 WC19-1WHPC、**WC13-6WHPA**、WC8-3WHPB；②3 条海底电缆、3 条**混输管道**。	国海环字[2014]475 号 国海环字[2015]3 号
文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书	国海环字[2018]97 号	①5 座井口平台改造 WC19-1WHPA、**WC19-1WHPB**、WC19-1WHPC、**WC8-3WHPA**、WC8-3WHPB；②**1 条混输管道**。	环验[2021]5 号
文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程环境影响报告书	国海环字[2014]116 号	①1 座中心平台 **WC9-2/9-3CEP**；②1 座水下生产系统 WC10-3SPS；③**3 条海底管道**、1 条脐带缆。	环验[2021]5 号
文昌油田群产能释放二期项目环境影响报告书	环审[2020]136 号	**WC8-3WHPA**、**WC14-3 WHPA**、**WC13-6WHPA** 平台改造，新增脱水系统	已完成竣工验收检查及评审，等待最终的批复

文昌油田群联合调整项目环境影响报告书	环审[2022]26号	南海奋进号撤出，**WC13-2WHPB**、WC19-1 WHPA、**WC19-1 WHPB**、WC19-1 WHPC、**WC9-2/3 CEP**、WC8-3 WHPB、**HYSY116 FPSO 改造**等，新建 **WC13-2WHPB 至 HYSY116FPSO 海管**	已完成竣工验收检查及评审，等待最终的批复
文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书	环审[2023]88号	①2 座平台 WC9-7DPP、**WC19-1DPPA**； **②3 条海底管道、1 条海底电缆。**	尚未开工建设，计划与本项目同时投产

二、环保设施运行情况

文昌油田群生产水在 HYSY116FPSO、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC13-1WHPA 、 WC14-3WHPA 、 WC19-1WHPA 、 WC8-3WHPA 、 WC8-3WHPB 、 WC13-2WHPB 平台排放。

文昌油田群生活污水在 HYSY116FPSO 、 WC19-1WHPA 、 WC19-1WHPB 、 WC19-1WHPC 、 WC13-1WHPA 、 WC14-3WHPA 、 WC19-1WHPA 、 WC8-3WHPA 、 WC8-3WHPB 、 WC13-2WHPB 、 WC15-1WHPA 、 WC13-6WHPA 、 WC13-2WHPA 、 WC9-2/9-3CEP 平台排放。

根据平台以及 HYSY116FPSO 的生产水的环境监测数据可知（表 3-8），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；根据各平台和 HYSY116FPSO 生活污水的环境监测结果数据（表 3-9），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。

表3-8　生产水处理设施处理效果（石油类，mg/L）

***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	
***	***	***	***	***	

注：2022 年 6 月和 7 月，HYSY116FPSO 坞修，部分平台随之停产，无数据。

表3-9　各平台生活污水处理设施处理效果（COD，mg/L）

***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***

***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	***
***	***	***	***	***	
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		
***	***	***	***		

注：2022 年 6 月和 7 月，HYSY116FPSO 坞修，无数据。

三、风险事故回顾***根据建设单位资料，文昌油田群自投产以来未发生过溢油事故。

生态环境保护目标

本项目离岸较远（103km），不涉及大气、声环境、地下水等环境保护目标，仅对工程所在海域附近的自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区、重要渔业水域等进行识别。

本项目距离距离海洋保护区、海洋生态红线区等敏感目标较远，参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2014）》中海洋生态环境影响三级评价范围（5km），本项目所在平台周边 5km 范围的敏感目标主要为渔业“三场一通道”，本项目位于蓝圆鲹粤西外海区和深水金线鱼产卵场内。周边 5km 范围内无自然保护区、海洋特别保护区、水产

种质资源保护区和海洋生态红线区等，距离上述最近的敏感区距离均在 70km 以上，详见附图 5。本项目周边主要环境保护目标详见下表。

表 3-10　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）	方位	重点保护目标
产卵场	蓝圆鲹粤西外海区产卵场	位于其中		蓝圆鲹(产卵盛期 4~5 月）
	深水金线鱼产卵场	位于其中		深水金线鱼（产卵盛期 5~7 月）
	黄鲷南海北部产卵场	5.5	北	黄鲷（产卵盛期 1 月）

评价标准

一、环境质量标准

根据本项目海洋环境质量现状监测站位布设情况，对照《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》（调查站位不涉及红线）中对工程附近海域海洋功能区的水质管理目标要求，本着从严标准的原则，确定本项目各监测站位海洋环境质量执行标准。

本项目环境影响评价采用的环境质量标准见下表。

表 3-11　环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的水质要求等级
海洋沉积物	《海洋沉积物质量标准》（GB18668-2002）		调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的沉积物要求等级
海洋生物生态	软体动物（双壳类）	海洋生物质量（GB18421-2001）	一类
	鱼类、甲壳类、软体动物（非双壳类）（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	鱼类、甲壳类、软体动物（非双壳类）（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	

二、污染物排放和控制标准

本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

表 3-12　污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值
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

	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
	船舶垃圾 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
		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	/	≤10mg/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。

其他	无

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屑、钻井液、生产垃圾、机舱含油污水、生活垃圾和生活污水；海底输气管道铺设过程中产生的悬浮物、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

本项目钻井采用水基钻井液体系。采用批钻方式，钻井液循环使用。据建设单位提供的数据，钻井作业期间共产生钻井液约7098m³，其中非油层段钻井液产生量约为4694m³，油层段钻井液产生量约为2404m³。本项目不使用油基钻井液。水基钻井液经检测达标后排海，若达不到排放标准则收集后运回陆地，交有资质的单位处理。钻井液量核算见下表。钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放，钻井液一次性最大排放量约为200m³，最大排放速率限定在35m³/h以下。

表 4-1　本项目钻井液统计

平台	井数	水基钻井液产生量（m³）	非油层段水基钻井液（m³）	油层段水基钻井液（m³）	排放速率（m³/h）
WC19-1WHPB	2	199	0	199	平均最大排放速率 35m³/h
WC15-1WHPA	1	1356	883	473	
WC13-1WHPA	2	873	495	378	
WC13-6WHPA	2	1803	1354	449	
WC9-2/3WHPA	1	1492	1161	331	
WC13-2WHPB	2	828	461	367	
WC8-3WHPA	1	547	340	207	
合计		7098	4694	2404	/

2、钻屑

本次调整井项目计划实施11口调整井，其中8口为老井侧钻（侧钻点以上无钻屑量产生）。根据井身结构、钻井数量、钻井液使用情况等数据计算，钻屑产生总量约为3695m³，非钻井油层水基钻井液钻屑量约3161m³，钻井油层水基钻井液钻屑量约534m³。水基钻井液钻屑检测达标后排放，若达不到排放标准则收集后运回陆地，交有资质的单位处理。根据文昌油田以往经验，水基钻井液钻屑样品的检测结果均可满足标准要求，可达标排海。施工期钻屑最大排放速率约100m³/d。

表 4-2　本项目钻屑量统计

平台	井数	钻屑总量（m³）	非油层段水基钻井液钻屑（m³）	油层段水基钻井液钻屑（m³）	钻井时间（d）	最大排放速率（m³/d）
WC19-1WHPB	2	98	0	98	36	最大排放速率
WC15-1WHPA	2	686	553	133	36	
WC13-1WHPA	2	340	270	70	36	

WC13-6WHPA	2	1097	1030	67	36	100m³/d
WC9-2/3WHPA	1	915	833	82	18	
WC13-2WHPB	2	291	234	57	36	
WC8-3WHPA	1	268	241	27	18	
总计		3695	3161	534	216	/

3、生活垃圾、生活污水、机舱含油污水

根据文昌油田群多年海上油气开发经验数值，参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定，生活污水平均每人每天按0.35m³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。本项目施工船舶均经过船级社认证。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4-3。

表 4-3　生活污废核算结果表

施工阶段	类别	船型	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)
新建海底输气管道	海底管道铺设	HYSY291	1	90	30	945	4.05	2.7	15
		软管运输自航驳	1	20	20	140	0.6	0.4	10
		限位拖轮 1	1	75	10	262.5	1.125	0.75	5
		限位拖轮 2	1	75	10	262.5	1.125	0.75	5
		限位拖轮 3	1	75	10	262.5	1.125	0.75	5
		守护拖轮	1	20	10	70	0.3	0.2	5
		HYSY691(挖沟)	1	60	20	420	1.8	1.2	10
	膨胀弯拆除、回接及 PLEM 封堵	HYSY285	1	120	45	1890	8.1	5.4	22.5
		限位拖轮 1	1	75	20	525	2.25	1.5	10
		限位拖轮 2	1	75	20	525	2.25	1.5	10
		限位拖轮 3	1	75	20	525	2.25	1.5	10
		守护拖轮	1	20	45	315	1.35	0.9	22.5
		运输驳船	1	20	40	280	1.2	0.8	20
	清管试压排水干燥惰化	两个平台施工	/	20	45	315	1.35	0.9	/
	WC19-1DPPA 平台改造	/	/	10	15	52.5	0.225	0.15	/
	WC14-3WHPA 平台改造	/	/	10	40	140	0.6	0.4	/
	水下作业	8000HP 拖轮	1	50	80	1400	6	4	40
钻完井	拖轮	6000hp 以上	2	30	360	3780	16.2	10.8	360
	守护船	6000hp 以上	1	60	360	7560	32.4	21.6	180
HYSY116FPSO 余热锅炉及压缩机改造		/	/	50	330	5775	24.75	16.5	/

总计	17	990	1230	25445	109.05	72.7	730

船舶机舱含油污水：机舱含油污水总计730m³，所有作业船舶均设有船用油水分离器（守护船、拖轮、驳船等均配备油水分离器），机舱含油污水经处理含油浓度≤15mg/L后，达标排海。

船舶生活污水：船舶生活污水总计25445m³，本项目施工船舶产生的生活污水执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求。

船舶生活垃圾：船舶生活垃圾总计109.05t，其中食品废弃物72.7t，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。

4、生产垃圾

根据以往其他项目经验施工情况预估，本项目共钻井11口，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6t，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。老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8.5t，运回陆地交由有资质单位进行处理。

5、悬浮物

新建海底输气管道铺设挖沟会产生悬浮物。管道长度2.3km，采用后挖沟自然回填埋设法，埋设管道顶部距海床表面为2m，管沟底宽2m，顶宽3m，挖沟速度1500m/d，天气允许的情况下，施工时间为24h/d。根据《文昌9-7油田和文昌19-1油田二期开发项目环境影响报告书》，悬浮沙湿密度按平均值1700kg/m³，本项目起沙率按15%计算。根据以下悬浮物计算公式：

挖沟深度＝2m；

挖沟截面积＝（上底＋下底）/2×挖沟深度=5m²；

每天搅动海底泥沙量＝挖沟截面积(m²)×每天挖沟长度（m）=7500m³；

搅动海底泥沙总量＝挖沟截面积(m²)×海管长度（m）=11500m³；

悬浮物源强＝每天搅动海底泥沙量（m³）×泥沙湿密度（1700kg/m³）×起沙率（15%）/86400(s)=22.14kg/s。

按铺设过程中的移动源连续性排放悬浮物计算，本项目海底输气管道铺设产生的悬浮物量约为11500m³，源强为22.14kg/s。

6、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 4-4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
水基钻井液	7098m³	7098m³	检验合格达标排海
水基钻井液钻屑	3695m³	3695m³	检验合格达标排海
生活污水	25445m³	25445m³	经生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	109.05t	72.7t	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。
生产垃圾	8.5t	0t	运回陆地处理
船舶含油污水	730m³	730m³	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

（1）钻井液排放的水质影响分析

本项目钻井液、钻屑排放的水质影响分析类比《文昌油田群 WC13-2-B24H 等 13 口调整井项目环境影响报告表》（环审〔2023〕93 号）中钻井液、钻屑排放预测结果。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。排放方式为海水表层排放。类比环境条件见下表。

表 4-5 类比条件一览表

项目	类比项目	本项目	对比情况
工程名称	文昌油田群 WC13-2-B24H 等 13 口调整井项目	文昌区域伴生气综合利用及调整井项目	/
位置	WC13-2WHPB 平台	WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB 及 WC8-3WHPA	同一海域
钻井液源强	钻井液一次性最大排放量 274m³，最大排放速率为 35m³/h	钻井液一次性最大排放量 200m³，最大排放速率为 35m³/h	本项目小于类比对象
钻屑源强	最大排放速率约 102 m³/d	最大排放速率约 100m³/d	本项目小于类比对象
结论	本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力、位置一致，钻屑排放方式一致，且本项目排放源强均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果合理。		

根据《文昌油田群 WC13-2-B24H 等 13 口调整井项目环境影响报告表》（环审〔2023〕93 号），钻井液对水质的影响主要位于 0m-10m、10m-20m 层，其余层无悬浮物超标面积。

0-10m 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.498km²，超三、四类包络面积相对较小（分别为 0.017km² 和 0.007km²）；10-20m 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.252km²，超三、四类包络面积为 0；超一（二）类水质范围距排放点的最大距离为 0.73km；停止排放后恢复时间约为 8h。

表 4-6　类比报告水基钻井液排放预测结果

平台	层位	超一（二）类包络面积(km²)	超三类包络面积(km²)	超四类包络面积(km²)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)
WC13-2 WHPB	0m~10m 层	0.498	0.017	0.007	0.73	8.0
	10m~20m 层	0.252	0	0		

表 4-7　类比报告钻井液排放浓度区间面积

平台	层位	悬浮物浓度 10~20 mg/L 总包络面积（km²）	悬浮物浓度 20~50 mg/L 总包络面积（km²）	悬浮物浓度 50~100 mg/L 总包络面积（km²）	悬浮物浓度 >100 mg/L 总包络面积（km²）
WC13-2 WHPB	0m~10m 层	0.308	0.137	0.036	0.017
	10m~20m 层	0.225	0.027	0	0

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。钻井液排放停止后，海水水质将很快恢复。因此，水基钻井液排海对海洋环境的影响是短期的、可恢复的，对海水水质的影响较小。

（2）钻屑排放的水质影响分析

本项目建设过程中，钻井产生的钻屑在满足《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）二级标准的同时排放。

根据《文昌油田群 WC13-2-B24H 等 13 口调整井项目环境影响报告表》（环审〔2023〕93 号），钻屑对水质的影响范围较小，浓度超标主要集中在水下 0-10m 层和 10-20m 层，其余层无悬浮物超标面积。0-10m 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.140km²，超三、四类包络面积相对较小（分别为 0.003km² 和 0.002km²）；10-20m 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.053km²，超三、四类包络面积为 0；超一（二）类水质范围距排放点的最大距离为 0.31km；钻屑停止排放后 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.096km²。

表 4-8　类比报告钻屑预测结果（km²）

平台	层位	超一（二）类包络面积(km²)	超三类包络面积(km²)	超四类包络面积(km²)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间（h）
WC13-2 WHPB	0m~10m 层	0.140	0.003	0.002	0.31	3
	10m~20m 层	0.053	0	0		

表 4-9　类比报告钻屑排放浓度区间面积

平台	层位	悬浮物浓度 10~20 mg/L 总包络面积（km²）	悬浮物浓度 20~50 mg/L 总包络面积（km²）	悬浮物浓度 50~100 mg/L 总包络面积（km²）	悬浮物浓度 >100 mg/L 总包络面积（km²）
WC13-2WHPB	0m~10m 层	0.092	0.033	0.012	0.003
	10m~20m 层	0.041	0.012	0	0

本项目的钻屑单最大排放速率均小于类比对象，可引用原报告书的预测结果。因此，本项目钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不会超过以上预测结果。

（2）海底管道挖沟对海水水质的影响分析

铺设海底管道挖沟搅起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工线路两侧。

本项目施工期铺设海底管道产生的悬浮物对海水水质的影响分析类比《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕88 号）中 WC9-7DPP 平台至 WC14-3WHPA 平台海底电缆铺设产生的悬浮物浓度的预测结果。本项目及类比对象基本情况见下表。

表 4-10　海底管道类比条件一览表

项目	类比项目	本项目
管道名称	WC9-7DPP 平台至 WC14-3WHPA 平台海底电缆	WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 海底输气管道
与类比电缆距离（km）	27	
管道长度（km）	14	2.3
管道走向	NE~SW	SW~NE
挖沟速率（m/d）	3000	1500
铺管悬浮物源强（kg/s）	23.24	22.14

根据《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕88 号），拟建海底输气管道与类比对象的超标面积类比结果详见表 4-11。因本项目施工悬浮物产生源强小于类比电缆施工源强，因此悬浮物超一（二）类海水水质距管线两侧最大距离将不超过《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕88 号）的水平，即悬浮物浓度超标出现在底层（110m~120m 层）和 100m~110m 层，其余层无污染物超标面积，浓度超标面积有从底层到表层逐渐减小的趋势。110m~120m 层超一（二）类最大面积约为 16.443km²，100m~110m 层超一（二）类最大面积约为 10.321km²，施工结束后悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的总面积约为 0.29km²，施工作业停止后 5.0h 海域即可恢复施工前的水质。悬浮物虽然对路由区的海域水质有一定的影响，但由于铺设海底管道是一次性的，施工结束后，可在很短时间内恢复到本底值水平。

表 4-11　类比环评铺设海底管道预测结果

层位	超一类包络线面积（km^2）	超三类包络线面积（km^2）	超四类包络线面积（km^2）	超一类最大距离（km^2）	恢复时间（h）	覆盖 2cm 面积（km^2）
110m~120m 层	16.443	3.774	2.603	0.68	5	0.29
100m~110m 层	10.321	0	0			

表 4-12　铺设海管悬浮物浓度区间面积（km^2）

层位	悬浮物浓度 10~20 mg/L 总包络面积（km^2）	悬浮物浓度 20~50 mg/L 总包络面积（km^2）	悬浮物浓度 50~100 mg/L 总包络面积（km^2）	悬浮物浓度 >100 mg/L 总包络面积（km^2）
110m~120m 层	5.076	5.079	2.514	3.774
100-110m 层	7.073	3.248	0	0

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。根据《文昌油田群 WC13-2-B24H 等 13 口调整井项目环境影响评价报告表》（环审〔2023〕93 号）中钻屑排放的预测结果，“0-10m 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.140km^2，超三、四类包络面积相对较小（分别为 0.003km^2 和 0.002km^2）；超一（二）类水质范围距排放点的最大距离为 0.31km；钻屑停止排放后 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.096km^2。”

类比分析可知，本项目各平台钻屑和钻井液排放对沉积物影响范围均不会超过原报告书的预测结果，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。

（2）海底管道挖沟对沉积物的影响分析

根据《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕88 号）在铺设海底电缆期间，搅起来的海底沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖。根据《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕88 号）预测可知，WC9-7DPP 平台至 WC14-3WHPA 平台海底电缆施工过程中悬浮物覆盖 2cm 厚度的范围主要分布在海底电缆两侧，覆盖 2cm 厚度的面积为 0.29km^2。在此范围内，原海底沉积物将受到一定程度的覆盖和破坏。

本项目类比分析结果：本项目新建 WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 海底输气管道（2.3km），排放速率 22.14kg/s。本项目与类比对象位于同一海域，距离较近，水深、水动

力条件等一致；本项目海底管道长度，约为其类比对象的 1/6、排放速率小于类比对象。本项目海底管道挖沟造成的悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积约为 0.048km²。在此范围内，原海底沉积物将受到一定程度的覆盖和破坏。但悬浮物只在海管施工期间排放，所以影响是暂时的可恢复的。

3、海洋生物生态环境影响分析

本项目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、管道挖沟产生的悬浮物对浮游生物、底栖生物、渔业资源造成的损害。

（1）计算方法

A. 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 4-13　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 670.71kg/km²，幼鱼平均资源密度为 23724 尾/km²；头足类成体平均资源密度为 224.28kg/km²，幼体为 7428 尾/km²；虾类成体平均资源密度为 11.31kg/km²，幼体为 1665 尾/km²；蟹类成体平均资源密度为 12.34kg/km²，幼体为 510 尾/ km²。虾姑类成体平均资源密度为 0.04kg/km²，幼体为 7 尾/ km²。秋季鱼卵平均密度为 0.551 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.357 尾/m³。

B. 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）/km^2]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km^3]、千克每平方千米（kg/km^2），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（km^2）或立方千米（km^3）。

（2）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。

本项目钻井排放的水基钻井液、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。底上动物，如日本鼓虾、鲜明鼓虾等被覆盖后多数将死亡，浅海底生物通常无法从 1cm 的掩埋层逃离（Kranz，1972）；而底内动物如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不大仍能生存。大多数底栖生物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件，但真正能够穿过覆盖层而存活下来的生物可能只有部分底内生物（Nnia，1978）。

根据前节中对本项目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 0.002km^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，本项目钻屑排放对平台周围底栖生物的影响很小。

本项目铺设 1 条长 2.3km 的海底管道。该施工阶段对底栖生物主要的影响是挖沟对底栖生物的直接破坏及引起悬浮物超标。铺设海底管道悬浮物覆盖厚度 2cm 的面积约为 0.048km^2，在此面积范围内底栖生物可能受到一定程度的掩埋。

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（0.01~12.35）g/m^2 之间，

平均为 1.74g/m²。根据钻屑类比分析，本项目单个平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过 0.096km²，则 7 个平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过 0.672km²，损失率按 100%计，则 7 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 1.169t。海底管道为中心 5m 范围内底栖生物损失率按 100%计，悬浮物覆盖厚度 2cm 的面积内的底栖生物按 50%损失计算，底栖生物损失估算不超过 0.062t。因此，本项目施工引起的底栖生物损失量共约 1.231t。

（3）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

本项目调整井钻井液一次性排放总共 12 批次，根据类比预测结果，钻井液对水质的影响主要在 0-10m、10-20m 层，计算水深取超标水层总水深 20m，计算时各区间超标面积取两层平均值。计算结果见下表。

表 4-14　施工期钻井液排放造成的渔业资源损失量

生物资源	***		***	损失率（%）	***	排放次数	***
鱼卵	***	***	***	5	***	12	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
仔稚鱼	***	***	***	5	***	12	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
幼鱼	***	***	***	5	***	12	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
头足类幼体	***	***	***	5	***	12	***
	***	***		10	***		

	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
虾类幼体	***	***	***	5	***	12	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
蟹类幼体	***	***	***	5	***	12	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
虾姑类幼体	***	***	***	5	***	12	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
鱼类成体	***	***	***	1	***	12	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
头足类成体	***	***	***	1	***	12	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
虾类成体	***	***	***	1	***	12	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
蟹类成体	***	***	***	1	***	12	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
虾姑类成体	***	***	***	1	***	12	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		

2）钻屑

本项目 7 座平台总钻井作业时间为 216 天，以 15 天为 1 个影响周期，则总计约为 15 个周期，施工时间为 2024~2025 年，共计 2 年。平均每年施工 8 个周期。根据预测结果，钻屑

排放造成海水水质超标范围集中在 0-10m、10-20m 两层。计算时各区间超标面积取两层平均值，水深取 20m。

表 4-15　本项目施工期钻屑排放造成的渔业资源损失量

生物资源	***		***	损失率（%）	***	持续周期（年均、个）	***
鱼卵	***	***	***	5	***	8	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
仔稚鱼	***	***	***	5	***	8	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
幼鱼	***	***	***	5	***	8	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
头足类幼体	***	***	***	5	***	8	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
虾类幼体	***	***	***	5	***	8	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
蟹类幼体	***	***	***	5	***	8	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
虾姑类幼体	***	***	***	5	***	8	***
	***	***		10	***		
	***	***		30	***		
	***	***		50	***		
鱼类成体	***	***	***	1	***	8	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
头足类成体	***	***	***	1	***	8	***

	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
虾类成体	***	***	***	1	***	8	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
蟹类成体	***	***	***	1	***	8	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		
虾姑类成体	***	***	***	1	***	8	***
	***	***		5	***		
	***	***		10	***		
	***	***		20	***		

3）海管铺设

本次工程新铺设海底管道一条，管道施工期间悬浮泥沙浓度增量区域存在时间不超过15d，按一次性损失计算。根据类比预测结果，由于海底管道/电缆产生悬浮物影响面积集中在 110m~120m 层和 100m~110m 层，其余层无超标情况。计算时水深取超标水层总水深 20m，超标范围影响面积取 110m~120m 层和 100m~110m 层平均值。本项目海底管道施工悬浮泥沙扩散对渔业生物资源造成的总损失估算见下表。

表 4-16　海底管道施工悬浮物扩散对渔业生物总损失量的估算

生物资源	***		***	损失率（%）	***	***
鱼卵	***	***	***	5	***	***
	***	***		10	***	
	***	***		30	***	
	***	***		50	***	
仔稚鱼	***	***	***	5	***	***
	***	***		10	***	
	***	***		30	***	
	***	***		50	***	
幼鱼	***	***	***	5	***	***
	***	***		10	***	
	***	***		30	***	
	***	***		50	***	
头足类幼体	***	***	***	5	***	***
	***	***		10	***	
	***	***		30	***	
	***	***		50	***	
虾类幼体	***	***	***	5	***	***
	***	***		10	***	

	***	***		30	***	
	***	***		50	***	
蟹类幼体	***	***	***	5	***	***
	***	***		10	***	
	***	***		30	***	
	***	***		50	***	
虾姑类幼体	***	***	***	5	***	***
	***	***		10	***	
	***	***		30	***	
	***	***		50	***	
鱼类成体	***	***	***	1	***	***
	***	***		5	***	
	***	***		10	***	
	***	***		20	***	
头足类成体	***	***	***	1	***	***
	***	***		5	***	
	***	***		10	***	
	***	***		20	***	
虾类成体	***	***	***	1	***	***
	***	***		5	***	
	***	***		10	***	
	***	***		20	***	
蟹类成体	***	***	***	1	***	***
	***	***		5	***	
	***	***		10	***	
	***	***		20	***	
虾姑类成体	***	***	***	1	***	***
	***	***		5	***	
	***	***		10	***	
	***	***		20	***	

表 4-17　施工期造成的渔业资源损失量

类别	***	***	***	***	***
底栖生物（t）	***	***	***	***	***
鱼卵（×10^6粒）	***	***	***	***	***
仔稚鱼（×10^6尾）	***	***	***	***	***
幼鱼（尾）	***	***	***	***	***
头足幼体（尾）	***	***	***	***	***
虾类幼体（尾）	***	***	***	***	***
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）	***	***	***	***	***

3、施工期生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍，持续性生物资源损害的补偿实际响年限低于 3 年的，按 3 年

补偿”，本次调整井施工阶段钻井液排放及管道铺设所搅起的悬浮物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，施工时长为 2 年，故按 3 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 0.8 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 1.5 万元/t，底栖生物为 1.5 万元/t。幼鱼的价格按近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾～0.01kg/尾计算”，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、海底管道施工造成生物资源损失金额***万元。

表 4-18　本项目造成的渔业损失价值估算

渔业资源	***	***	单价	***	
				***	***
底栖生物（t）	***	***	1.5 万元/t	***	***
鱼卵（×10⁶粒）	***	***	0.8 元/尾		***
仔稚鱼（×10⁶尾）	***	***	0.8 元/尾		***
幼鱼（尾）	***	***	0.8 元/尾		***
头足幼体（尾）	***	***	2 元/尾		***
虾类幼体（尾）	***	***	0.3 元/尾		***
蟹类幼体（尾）	***	***	3 元/尾		***
虾姑类幼体（尾）	***	***	0.3 元/尾		***
鱼类成体（kg）	***	***	1.5 万元/t		***
头足类成体（kg）	***	***	1.5 万元/t		***
虾类成体（kg）	***	***	1.5 万元/t		***
蟹类成体（kg）	***	***	1.5 万元/t		***
虾姑类成体（kg）	***	***	1.5 万元/t		***

	***		***

4、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。本项目 11 口调整井均利用剩余井槽或老井侧钻进行作业，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；本项目 2.3km 长海底管道埋于海底，挖起的泥沙在底层流作用下自然回填管沟，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。

5、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井喷/井涌、施工船舶碰撞、平台火灾或者爆炸。

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	1、运营期生态环境影响分析 本项目投产后，不新增平台定员、不新增其他生产设施和生活设施。因此生活污水、生活垃圾产生量不变。 （1）生产垃圾 本项目调整井工程包括 3 口新钻井和 8 口侧钻井。生产阶段工程运营将会产生一些生产垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等，运营期按每新增 1 口井生产垃圾产生量约为 1t/a 计算，新钻井为 3 口，8 口侧钻井不新增生产垃圾，则年产生的生产垃圾共约 3t/a，经分类收集后运回陆上交由有资质单位处理。 （2）含油生产水 本项目调整井投产后，WC19-1WHPB、WC13-1WHPA、WC13-2WHPB、WC8-3WHPA、WC19-1DPPA、WC9-7DPP、HYSY116FPSO 的含油生产水最大排放量均未超过各自原环评的总量控制指标。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各自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。

表 4-19　本项目生产水排放量校核

平台	污染物	污染因子	投产后最大排放量（m^3/d）	原环评批复量（m^3/d）	是否满足	排放方式
WC19-1WHPB	含油生产水	石油类	3191	6400	满足	处理至含油量≤45mg/L（月均值），达标连续排放
WC13-1WHPA			3500	3500	满足	
WC13-2WHPB			19241	21304	满足	
WC8-3WHPA			3486	4250	满足	
WC19-1DPPA			14138	22233	满足	
WC9-7DPP			2353	2353	满足	
HYSY116FPSO			9364	18000	满足	

（3）温排水

HYSY116FPSO 上新增 2 台低压压缩机，采用海水作为冷却水，海水增加的排量为 142 m^3/h，冷却前海水的温度为 16.7°C~30°C，温升 10°C，排放温度约为 26.7°C~40°C。

类比《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》（2023 年）中 WC19-1DPPA 平台温排水情况，WC19-1 DPPA 平台最大排量为 2600m^3/h，排放的冷却水较海水背景温度升高 10℃。本项目与类比项目温升温度相同，排放量小于类比对象，具有可比性，类比结论为：由于冷却水排量很小，在海流的对流扩散作用下，冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约 1°C，温升 1°C 的面积约 0.0016km^2，温升 0.25℃范围距平台最大距离约 0.2km，冷却水排放对海水温度影响较小。

（4）废气

HYSY116FPSO 拆除 2 台燃气热媒炉，利用油轮上现有的 3 台透平发电的尾气余热，增加 3 台余热锅炉。余热锅炉不产生废气排放。安装余热锅炉后，利用透平发电机产生的余热，烟气排放量不变，排烟温度由 430℃，降低至 350℃。

2、运营期环境风险分析

本项目在生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录环境风险专项评价。

选址选线环境合理性分析

本项目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。

海底输气管道建设必要性：为将文昌区域伴生气全部有效利用起来，将多余的伴生气输送至 WC14-3WHPA 平台，最终进入崖城香港干线，因此本项目需铺设一条海底输气管道。

海底输气管道选址必要性：WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 海底输气管道路由海底地势平坦，沿着直线路由无重大障碍物，但存在与已建管缆的跨越，故根据现有管道/管缆的布设，管道布设合理。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	1、污染防治对策措施 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、生产垃圾、船舶机舱含油污水、生活垃圾和生活污水；海底管道铺设和平台改造过程中挖沟产生的悬浮物、船舶机舱含油污水、生活污水和生活垃圾。 （1）钻屑、钻井液 钻井阶段产生的水基钻井液和钻屑将根据《海洋监测规范》（GB17378.5-2007）、《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（附录B水基钻井液和水基钻井液钻屑含油量的分析方法）》（GB4914-2008）、以及《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第2部分：检验方法》（GB18420.2-2009）中的规定方法进行检测。检测内容包括含油量、重金属（Hg、Cd）和生物毒性。其中，含油量的检测分为现场抽样检测（不少于2次/天），以及交由具有海洋环境调查资质的检测机构检测（1次/月）；重金属（Hg、Cd）和生物毒性为钻井阶段每月送至具有海洋环境调查资质的检测机构进行检测。 水基钻井液和钻屑的检测结果满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（含油量≤8%；Hg≤1mg/kg；Cd≤3mg/kg）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（生物毒性容许值≥20,000mg/L）后排海。不满足排放标准的钻井液回收至泥浆池；不满足排放标准的钻屑回收至岩屑回收箱（容积2m^3/箱，每个平台设有2个，参与作业的小型三用工作船上存放约20个）；不满足排放标准的钻井液和钻屑均按周转时间3天航运至码头交有资质单位（湛江市粤绿环保科技有限公司）接收处理。 根据本项目调整井所在平台水基钻井液、钻屑的历年检测报告，其含油量、重金属（Hg、Cd）含量、以及生物毒性均未出现超标现象，其中含油量在未检出~0.8%，Hg含量在未检出~0.19mg/kg，Cd含量在未检出~0.19mg/kg，生物毒性含量≥32,000mg/L。水基钻井液、钻屑经处理后达标排放是可行的。 （2）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。施工船舶均经过船级社认证。 1）船舶机舱含油污水 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。

（3）生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经收集后全部运回陆地委托有资质单位（湛江市粤绿环保科技有限公司）进行处理。

2、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，交给有资质的单位进行处置。

（2）本项目调整井所在平台及新建管线位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内，产卵盛期分别4~5月和5~7月。结合蓝圆鲹和深水金线鱼产卵盛期的时间分析，本项目所在海域重要渔业资源产卵敏感期集中在5月，建设单位将合理安排施工计划，海底管道挖沟时间在3月，同时严格控制钻屑、钻井液的排放速率，最大限度降低对产卵场的影响。

（3）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。

（4）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。

（5）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***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。 （6）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《文昌油田群溢油应急计划》（2023年7月）于2023年8月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	1、污染防治对策措施及生态保护对策措施 本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水、平台生活污水、生产垃圾以及生活垃圾等。由于本项目运营期间生产定员不增加，生活污水、生活垃圾维持现状不增加。 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。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。 2、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《文昌油田群溢油应急计划》（2023年7月）。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。
其他	本项目投产后，生产运营阶段跟踪监测纳入文昌油田群现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。
环保投资	**1、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。本项目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***万元。

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	***	***	***
2	***	***	***
3	***	***	***
***			***

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	钻井液和钻屑经检测达标后排海；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海；船舶含油污水处理达标后排海	钻井液和钻屑满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准； 船舶生活污水和船舶含油污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）；	本项目运营期不新增平台生活污水，现有平台生活污水经处理装置处理达标后排海；含油生产水经生产水处理装置处理达标后部分回注地层，剩余部分排海；	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准；《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准；《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	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	船舶生活垃圾除食品废弃物外，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理。 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，粉碎或磨碎至直径不大于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。	船舶垃圾符合《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	《文昌油田群溢油应急计划》	纳入文昌海域溢油应急管理体系	《文昌油田群溢油应急计划》
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

本项目工程内容为在 WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB 及 WC8-3WHPA 共 7 个平台部署 11 口调整井，均为生产井。新建 WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM 输气海管。同时根据生产需要，对 HYSY116FPSO 上的热媒系统进行升级改造，拆除 3 台燃气热媒炉中的 2 台，利用油轮上现有的 3 台透平发电的尾气余热，增加 3 台余热锅炉，每台功率为 8000kW，新增 1 套热媒油循环泵橇，接入原热媒油循环管网，新增 2 台低压压缩机。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”，符合《全国海洋主体功能区规划》，符合海南省“三区三线”和“三线一单”的相关要求。

（2）施工期水基钻井液和钻屑的检测结果满足《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 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准后排海。不满足排放标准的钻井液和钻屑航运至码头交有资质单位接收处理。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。施工船舶生活污水及生活垃圾的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。施工期产生的生产垃圾经收集后全部运回陆地委托有资质单位进行处理。

钻井施工阶段钻屑、钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平；钻屑排放对海底沉积物影响不大，单个平台钻屑覆盖 2cm 厚度面积不会超过 0.096km^2。管道铺设悬浮物覆盖 2cm 厚度面积不会超过 0.048km^2。钻井阶段尽量缩短施工周期，选择适宜的海况条件提高施工效率，最大限度降低对产卵场的影响。

因此，本项目施工期对海洋环境的影响较小。

（3）运营期新增的含油生产水经各带有生产水处理设施的调整井平台及 HYSY116FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注或排海；生产垃圾和生活垃圾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）；因此，本项目运营期对海洋环境的影响较小。

（4）工程存在一定溢油风险，一旦发生溢油事故会对生态环境造成严重危害后果，拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施，建设单位已经制定了《文昌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，该溢油应急计划已考虑本项目。

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

附录：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，本项目所涉及的危险物质主要包括原油（以采出液形式存在）和天然气，其危险有害特性及安全技术分析详见下表。

表 1.1-1　本项目危险化学品危险类别一览表

序号	危险化学品名称	危险货物编号	物质危险性
1	原油	1267	第 3.2 类中闪点易燃液体
2	天然气	1971	第 2.1 类易燃气体

1.2 风险潜势初判

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

本次 7 个调整井平台物流集输和生产设施依托原工程，因此 7 个调整井平台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，平台上工艺管线及相关设施无新增，因此本项目平台上无新增风险。本项目新建输气海管，新建海底管道天然气最大在线量约为***Sm^3（天然气密度为***kg/m^3，合***t）。本项目危险物质数量与临界量比值 Q=***＜1，因此，该项目环境风险潜势为I。

1.3 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 1.3-1　环境风险评价工作等级划分

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

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

2. 环境敏感目标概况

本项目附近海域环境风险敏感目标及与本项目的相对位置详见下表。

表 2-1　环境风险敏感目标分布表

类型	功能区名称	最短距离（km）	方位	重点保护目标
产卵场	蓝圆鲹粤西外海区产卵场	位于其中		蓝圆鲹（产卵盛期 4~5 月）
	深水金线鱼产卵场	位于其中		深水金线鱼（产卵盛期 5~7 月）
	黄鲷南海北部产卵场	5.5	北	黄鲷（产卵盛期 1 月）

3. 环境风险识别

3.1 风险识别

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

（1）井喷/井涌

本项目在文昌油田群 7 个平台实施 11 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。

由于钻井船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。

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见下表。

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

本项目在文昌油田群 7 个平台共实施 11 口调整井，均为生产井。根据上表估算，11 口生产井发生井涌的概率为 3.19×10^{-5} 次/a，11 口生产井发生井喷的概率为 2.86×10^{-5} 次/a。

（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

WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/3WHPA、WC13-2WHPB、WC8-3WHPA 平台为井口平台，有井口区、分离器区、油气输送区，发生火灾事故的概率为 1.7×10^{-3} 次/a。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级；因此，WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/3WHPA、WC13-2WHPB、WC8-3WHPA 平台发生火灾事故导致溢油事故的概率不高于 1.7×10^{-4} 次/a。

（3）船舶燃料油泄漏

本项目施工期新增使用 17 条船舶，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}

根据数据调查，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a，发生重大损伤不一定会引起溢油事故，船舶碰撞造成的溢油事故概率至少比碰撞的概率低一个数量级，因此，本项目船舶碰撞引发溢油事故的概率小于 5.0×10^{-7} 次/a。

（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，328858km •a。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
	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 2.3km 长海底输气管道，管径为 10 寸，泄露概率为 1.173×10^{-4} 次/a。

（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。

（6）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 3.2 节。

3.2 地质性溢油风险分析

3.3 浅层气风险分析

3.4 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和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见下表。

表 3.4-1　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

4. 环境风险分析

本项目拟在文昌油田群 7 个平台布置 11 口调整井，新建一条 2.3km 输气管道并对 HYSY116FPSO 设施进行改造，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。文昌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 对大气环境的影响分析

（1）天然气泄漏影响

天然气为烃类混合物，属低毒性物质，其主要成分为甲烷。甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速。

（2）火灾爆炸次生影响

天然气泄漏后遇明火或高温热能而发生火灾爆炸将会伴生一氧化碳二次污染物，将对周围环境和人体健康产生影响。

发生火灾事故后，会产生大量一氧化碳等污染物，一般不会出现半致死浓度，但近距离接触会有窒息和中毒的风险。一氧化碳在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧，轻度中毒会出现剧烈的头痛、头昏、恶心、呕吐、心悸、眼花、四肢无力、嗜睡、烦躁、步态不稳等症状；中度中毒会出现反应迟钝，除头痛、恶心、呕吐、心悸、乏力、嗜睡外，还会出现面色潮红，口唇呈樱红色，脉搏增快，多汗、昏迷等症状；重度中毒会昏迷不醒、瞳孔缩小等症状；深度中毒可致死。

若本项目管道发生泄漏事故，由于天然气主要成分为甲烷，溶解度极小，天然气在海底泄漏后，不会对水质造成明显影响。此外，应急响应后，将通过两侧阀室或球阀切断气源，将泄漏量控制在一定管段内，可减少天然气在管线所在海域的泄漏量。天然气燃烧过程中不产生有害物质，因此，本项目海底管线泄漏不会对周围海域水质产生影响。

（3）工艺管线泄漏或施工船舶燃料油泄漏对大气影响

工艺管线泄漏或施工船舶燃料油泄漏事故发生时，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）井喷对大气影响

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有压井液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的压井液，将危害周围的大气环境。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

4.2 对海域环境的影响分析

若管道发生泄漏事故，由于天然气主要成分为甲烷，溶解度极小，天然气在海底泄漏后，不会对水质造成明显影响。天然气燃烧过程中不产生有害物质，因此本项目海底管线泄漏不会对周围海域水质产生影响。

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，2007）。

4.2.1 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）。

4.2.2 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。

4.2.3 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。被溢油污染过的牡蛹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

（1）严格按照相关设计规范，选用符合标准的天然气输送管道，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。

（2）采用防腐涂层和牺牲阳极的阴极保护两种保护措施保护管道，对外防腐层及阴极保护系统进行有效性测试。

（3）定向钻穿越段防腐层防护采用3LPP涂层系统。

（4）穿越采用两定向钻方式，采用对穿工艺进行施工，崖城-香港管道侧设置海上临时施工围堰。

（5）在站场内设置可燃气体检测报警系统并配备便携式可燃气体检测仪，一旦

发生泄漏，可实现声光报警，以便于及时发现和处理。

5.2 施工阶段风险防范措施

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止时间较长，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 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。

5.2.4 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。

5.2.5 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。

5.2.6 海底管道施工期间风险防范措施

（1）为防止受外力撞击引起的管线破裂事故，本项目 WC19-1DPPA 至 WC14-3PLEM 海底输气管道全程挖沟埋设，埋深 2m。严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证焊接质量。

（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

油气田利用水下机器人对海底管线定期组织进行水下检测，提前发现并排除海管腐蚀隐患，防止因海底管线因材料缺陷和腐蚀原因引起油气泄漏事故的发生。

文昌油田群根据分公司建立的海管巡检制度《湛江分公司海底电缆、管道巡检管理规定》，不定期地通过守护船、直升飞机、人员等各种手段对海底管线路由进行巡检。主要措施如下：

（1）守护船根据作业公司的要求，负责所守护的油气田/陆岸终端水深 5 米以上的海底电缆、管道的航行巡检。

（2）油气田值班人员应按时巡检，注意观察海底管线的压力、温度、流量等参数的变化情况，通过瞭望或借助于望远镜对油气田附近海面进行监视，对海底电缆、管道进行巡检，及时发现问题、分析问题、采取措施，并做好记录。

（3）直升机根据作业公司的要求，负责所飞行的油气田/陆岸终端海底电缆、管道的飞行巡检。

（4）油气田可利用工业电视 CCTV 系统对所管辖的海底电缆、管道区域进行监视。

（5）油气田可利用船舶自动识别系统（Automatic Identification System，简称 AIS 系统）对过往船舶实施实时监控。

同时，文昌油田群作业公司按照中海石油（中国）有限公司湛江分公司的要求，对海底管道实施完整性管理，建立海底管道完整性管理体系，以便确保海底管道的安全运行，防止溢油事故的发生。

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；起动污水泵，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。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。

5.3.4 其它防范措施

在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位应制定严格的操作和管理规程，采取严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

5.4 溢油事故应急处理措施

5.4.1 溢油应急预案

《文昌油田群溢油应急计划》（2023 年 7 月）于 2023 年 8 月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。本项目应按照已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。

5.4.2 应急组织机构

中海石油（中国）有限公司湛江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。

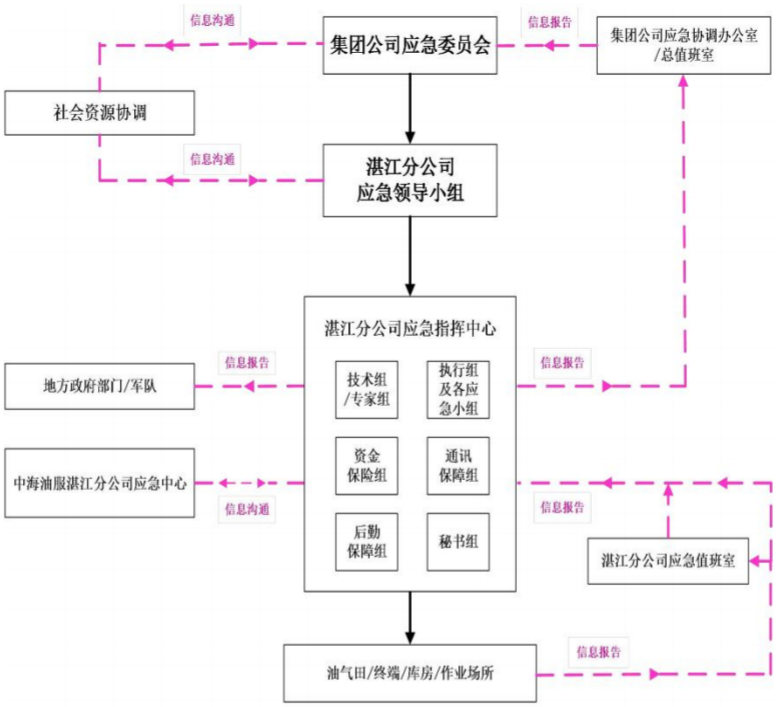


图 5.4-1　湛江分公司应急组织机构

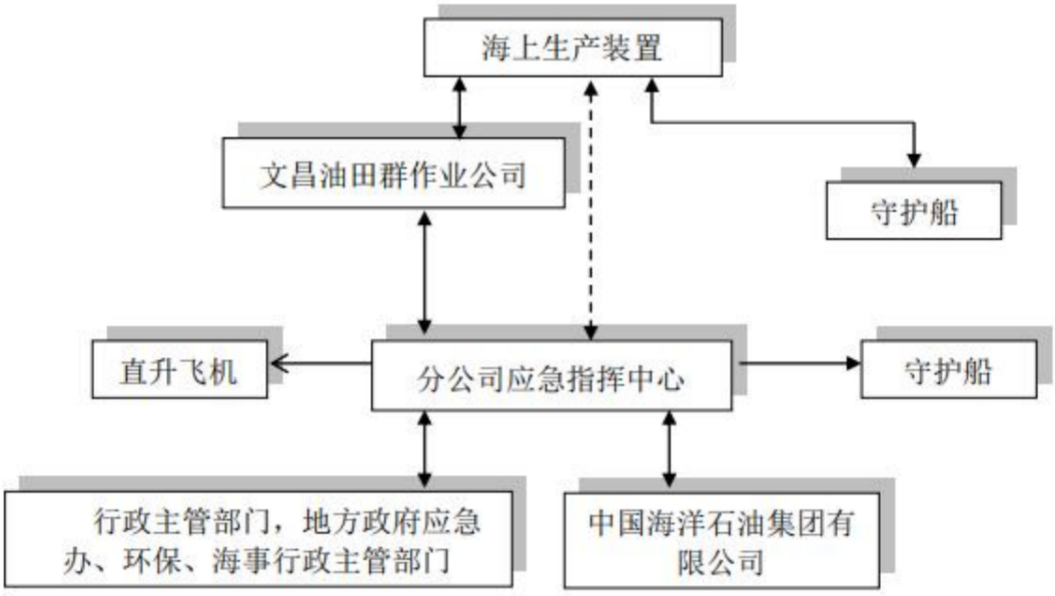


图 5.4-2　建设单位溢油应急联络流程图

5.4.3 溢油事故响应策略

（1）溢油事故的报告程序与内容

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

溢油事故报告内容主要包括：①溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、撞

船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢油）。②目前采取的应急措施及其有效程度。③除现场的自身力量外，需要求助其他溢油应急力量的援助要求等。④填写溢油事故报告表。

（2）溢油事故分类

根据《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》（环海洋函〔2022〕27 号）的规定，海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

1）特别重大溢油污染环境事件

溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；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环境事件；

2）重大溢油污染环境事件

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环境事件；

3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

根据溢油事故的严重程度和发展态势，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。溢油事故发生在敏感海域时，可适当调整响应级别。应急响应启动后，可根据事态发展调整响应级别，避免响应不足或响应过度。

发生特别重大、重大、较大、一般溢油事故后，将根据相关部委最新职能划分，由生态环境部相关主管部门分别启动 I 级、II 级、III 级、IV 级应急响应。发生溢油事故后，建设单位应及时启动油气田溢油应急计划和分公司溢油应急计划，并由分公司应急中心报集团公司及国家相关主管部门，集团公司和国家相关主管部门及地方政府根据情况确定是否启动相应应急计划。

（3）海面溢油的处理

在控制溢油源的基础上，应急作业应该尽量靠近溢油源进行，尽量将溢油影响控制在海面上，避免溢油对岸线造成污染。海上溢油处置方法选择的流程图如下：

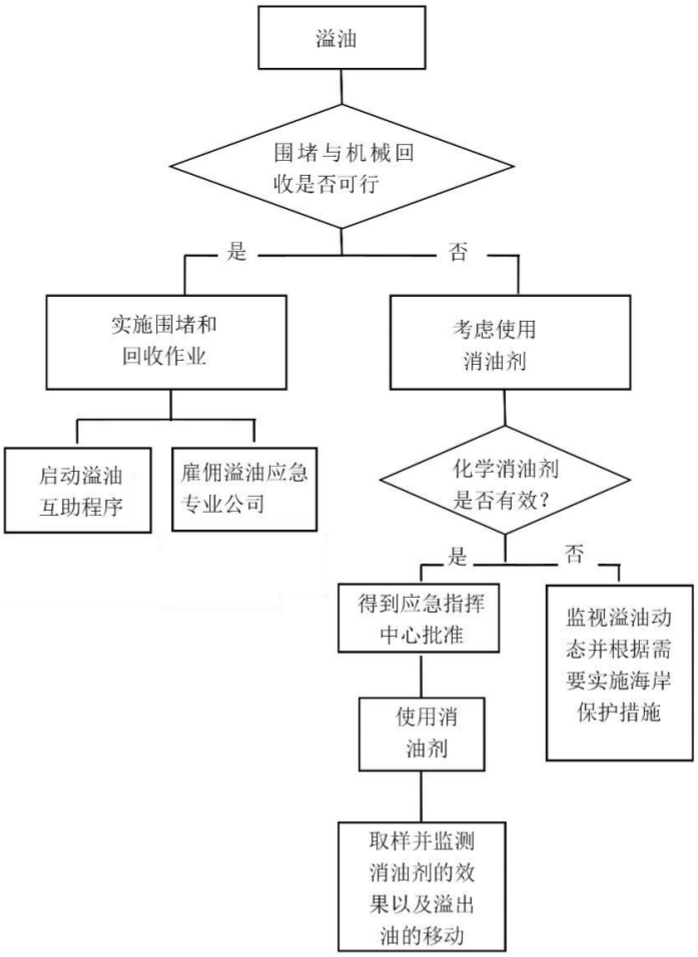


图 5.4-3　溢油处理方法选择

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，不得使用消油剂：

①油膜厚度大于 5mm；

②溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；

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

④海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；

⑤溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

此外，每个溢油点（两溢油点间距小于 1000 米者为一个溢油点）的消油剂一次性使用量不得超过规定数量。

海区	一次性使用量	备注
南海	消除 1 吨溢油 （普通型消油剂 0.3－0.5 吨）	大于 10 米水深

每个溢油点 24 小时内累计用量不得超过一次性用量的一倍，喷洒间隔必须大于 6 小时。

另外，2017 年 10 月 10 日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”》，取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”，拟采取以下事中事后监管措施，并要求：企业严格按照化学消油剂使用规定及相关标准配备、使用消油剂，使用消油剂后，企业应主动将时间、地点、用量、使用方式报告海洋主管部门。

除上述规定外，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

①消油剂作为最后的手段，只有在溢油预计漂向岸边或环境敏感水域时，且由于天气和海况的原因，机械回收失败的情况下才使用。

②消油剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般情况下消油剂的喷洒在白天进行。

（4）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。

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

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

本项目所涉及平台的溢油应急资源主要存放在 WC13-6WHPA 平台、WC9-2/9-3 中心平台、WC13-1WHPA 平台、WC13-2WHPB 平台、WC13-2WHPA 平台、WC19-1DPPA 平台，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。本项目所涉及平台配备的溢油应急资源见下表。

表 5.5-1　　文昌 9-2/9-3 气田群/文昌 13-1/13-2 油田溢油应急资源

***	***	***	***
***			
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***		***	
***			
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-2　WC19-1 DPPA/WC8-3 WHPA/WC13-6WHPA/WC8-3WHPB 平台溢油应急资源

***	***	***
***		
***	***	***
***	***	
***	***	
***	***	
***		
***	***	***
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***		
***	***	***
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***		

***	***	***
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	

5.4.2 本项目可利用的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《文昌油田群溢油应急计划》，中海石油（中国）有限公司湛江分公司可统一安排人员、设备或其他资源。该级响应需由湛江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。文昌油田群其他平台溢油应急资源和湛江分公司其他作业区配置的溢油应急资源见下表。

A.文昌油田群其他平台的溢油应急资源

表 5.5-3　HYSY116FPSO 溢油应急资源

***	***	***	***
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-4　WC14-3 WHPA/WC9-7 DPP 平台溢油应急资源

***	***	***
***		
***	***	***
***	***	
***	***	
***	***	
***		
***	***	***
***	***	***

***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	
***	***	

B. 湛江分公司配备溢油应急资源

湛江分公司溢油应急资源的配置地点包括涠洲 11-4N 油田、涠洲终端、崖城 13-1 气田（南山终端）等。具体配置情况见下表。

表 5.5-5　涠洲 11-4N 油田溢油应急资源

***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-6　涠洲终端溢油应急资源

***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***		***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-7　海南码头公司溢油应急资源

***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-8　崖城 13-1 气田溢油应急资源

***		***	***	***
***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
***	***	***	***	***
	***	***	***	
	***	***	***	***
	***	***	***	
	***	***	***	

***		***	***	***
	***	***	***	
	***	***	***	***
	***		***	***
***	***	***	***	***
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
***	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
***	***	***	***	***
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
***	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	

5.5.3 溢油应急设施可行性分析

根据本项目可能发生溢油风险事故类型及概率分析结果，文昌油田群自身已配备足够的应急物资，主要存放在 WC13-6WHPA 平台、WC9-2/9-3CEP 平台、WC13-1WHPA 平台、WC13-2WHPB 平台、WC13-2WHPA 平台，WC19-1DPPA 平台，一旦发生事故，本项目相关平台可立即响应，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求，周边溢油应急资源（海洋石油 116FPSO）在接到通知后的最快可在 2.2h 内抵达本次调整项目附近。

表 5.5-9　周边溢油应急力量抵达本次调整项目附近时间

序号	应急资源分布点	目的地	距离（公里）	动员、装船时间（小时）	航行时间（小时）	到达时间（小时）
1	文昌 9-2/9-3 气田群	本项目	0	约 2	0	约 2
2	WC13-1WHPA 平台	本项目	0	约 2	0	约 2
3	WC13-2WHPA 平	本项目	0	约 2	0	约 2

序号	应急资源分布点	目的地	距离（公里）	动员、装船时间（小时）	航行时间（小时）	到达时间（小时）
	台					
4	WC19-1 DPPA 平台	本项目	0	约 2	0	约 2
5	WC13-6WHPA 平台	本项目	0	约 2	0	约 2
6	WC8-3WHPA 平台	本项目	0	约 2	0	约 2
7	WC8-3WHPB 平台	本项目	0	约 2	0	约 2
8	海洋石油 116FPSO	WC19-1 DPPA 平台	约 2	约 2	约 0.2	约 2.2
9	WC14-3 WHPA	WC13-6WHPA 平台	约 18	约 2	约 1.1	约 3.1
10	WC9-7 DPP 平台	WC9-2/9-3CEP 平台	约 11	约 2	约 0.7	约 2.7
11	涠洲 11-4N 油田	WC13-2WHPA 平台	约 367	约 2	约 22	约 24
12	涠洲终端	WC13-2WHPA 平台	约 345	约 2	约 20.7	约 22.7
13	海南码头公司	WC13-2WHPA 平台	约 214	约 2	约 12.9	约 14.9
14	崖城 13-1 气田	WC19-1 DPPA 平台	约 336	约 2	约 20.2	约 22.2

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。

图 5.5-1　溢油应急力量分布

5.4.4 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

文昌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，将动员其他湛江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。WC13-6WHPA 平台、WC9-2/9-3CEP 平台、WC13-1WHPA 平台、WC13-2WHPB 平台、WC13-2WHPA 平台、WC19-1DPPA 平台共有吸油毛毡约 0.5 吨，周边油田有围油栏约 1200m。文昌

油田群内部溢油应急能力可满足 10t 以内溢油事件。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、船舶燃料油泄漏等。本项目新建海底管道天然气最大在线量约为 802.44Sm^3，根据分析，本项目的风险类型、可能最大溢油量均未超过本项目原环评识别出的风险范畴。

WC13-6WHPA 平台、WC9-2/9-3 中心平台、WC13-1WHPA 平台、WC13-2WHPB 平台、WC13-2WHPA 平台、WC19-1DPPA 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，文昌油田群可立即响应，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求，周边溢油应急资源（HYSY116FPSO）可以在接到通知后的 2.2h 内抵达本次调整项目附近并开始应急作业，可满足本项目需求。

建设单位已编写《文昌油田群溢油应急计划》（2023 年 7 月）并在生态环境部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，上述溢油应急计划的溢油应急资源（溢油物资数量、能力等）可以满足本项目需求，本项目不需修编现有溢油应急计划，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。