建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称：文昌油田群 WC8-3-B6H2 等 21 口调整井项目

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 5 月

中华人民共和国生态环境部制

编制人员页

019496

打印编号：1713339546000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	9k2zhw
建设项目名称	文昌油田群W C8-3-B6H 2等21口调整井项目
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程
环境影响评价文件类型	报告表
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司湛江分公司
统一社会信用代码	91440800707913932[illegible]
法定代表人（签章）	周心怀
主要负责人（签字）	李茂
直接负责的主管人员（签字）	刘春春
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1[illegible]
三、编制人员情况	

1.编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
邓兵杰	11351143511110300	BH 008860	邓兵杰

2.主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
赵继纯	生态环境现状、保护目标及评价标准、主要生态环境保护措施、附件	BH 009380	赵继纯
邓兵杰	建设项目基本情况、建设内容、生态环境影响分析、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附图、附表	BH 008860	邓兵杰

目　录

一、建设项目基本情况

建设项目名称	文昌油田群 WC8-3-B6H2 等 21 口调整井项目		
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	WC8-3WHPB：*度*分*秒，*度*分*秒 WC13-2WHPB：*度*分*秒，*度*分*秒 WC13-6WHPA：*度*分*秒，*度*分*秒 WC14-3WHPA：*度*分*秒，*度*分*秒 WC19-1WHPB：*度*分*秒，*度*分*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）	/
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（%）	0.57	施工工期	12.5 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	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，自 2002 年 7 月到 2018 年 7 月相继投产。 中海石油（中国）有限公司湛江分公司（以下简称湛江分公司）为夯实文昌油田群产量基础和加快文昌 13-6 油田低渗疏松储层的研究与开发，结合近期勘探开发成果，拟在文昌油田群实施文昌油田群 WC8-3-B6H2 等 21 口调整井项目。计划在 WC8-3WHPB 平台利用平台老井，钻 3 口采油井；计划在 WC13-2WHPB 平台利用平台老井，钻 2 口采油井，1 口注水井；计划在 WC13-6WHPA 平台利		

	用剩余井槽和平台老井，钻 8 口采油井，3 口注水井；计划在 WC14-3WHPA 平台利用剩余井槽，钻 1 口采油井；计划在 WC19-1WHPB 平台利用平台老井，钻 2 口采油井，1 口注水井。 本次调整井工程属于海洋油（气）开发及其附属工程。项目实施后，新增产能（与各平台原环评相比，见附表 1）为*m^3/a，油品密度最高按*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*m^3/d。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。
其他符合性分析	（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均位于海南省国土空间规划范围之外，最近距离约为*km（位置关系示意图见附图 1-1），本项目位于生态保护红线划定范围外（附图 1-2），最近距离约*km。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，本次调整井所在平台距离其一般管控区最近距离约为*km，见附图 1-3。 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，工程结束后海洋环境将较快恢复。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。 此外，文昌油田群制定了严密的溢油应急响应及处置措施，将严格按照油田群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，生态环境部等六部门联合发布《“十四五”海洋生态环境保护规划》。规划中提出“海洋海洋环境质量持续稳定改善、海洋生态保护修复取得实效、美丽海湾建设稳步推进、海洋生态环境治理能力不断提升”的主要目标。 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。建设单位在运营阶段对工程周边海域的海水水质环境和海洋沉积物进行定期监测、综合统筹增殖放流工作对海洋生态环境影响进行补偿、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。本项目实施过程和运营期间采取的环境保护及溢油应急应对措施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的相关要求和主要目标相契合。 （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。” 本项目不在海南省海域范围内，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。

二、建设内容

地理位置

2.1 项目地理位置

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。

本调整井工程涉及的 5 个平台分别为文昌 13-2 油田的 WC13-2WHPB 平台、文昌 13-6 油田的 WC13-6WHPA 平台、文昌 8-3E 油田的 WC8-3WHPB 平台、文昌 14-3 油田的 WC14-3WHPA 平台和文昌 19-1 油田的 WC19-1WHPB 平台，共计拟实施 21 口调整井，5 口注水井，16 口为采油生产井。

本项目地理位置图见附图 2-1。

项目组成及规模

2.2 工程现状

2.2.1 已建工程设施

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（WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC13-1WHPA、WC13-2WHPA、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC）、3 座中心平台（WC9-2/9-3CEP 平台、WC9-7DPP（在建）、WC19-1DPPA（在建））、1 套水下生产系统（WC10-3SPS）和 1 艘 10 万吨级的浮式生产储油装置（HYSY116FPSO）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（WC13-1WHPA、WC13-2WHPA 平台）在 2002 年 7 月投产，文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田（WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 平台）在 2011 年 1 月投产；文昌 19-1N/8-3E 油田（WC19-1WHPC、WC8-3WHPB 平台）在 2014 年 8 月投产；WC13-2WHPB 平台在 2019 年 12 月投产；文昌 13-6 油田（WC13-6WHPA 平台）在 2015 年 1 月投产；文昌 9-2/9-3/10-3 气田群（WC9-2/9-3CEP 平台、WC10-3SPS 水下生产系统）在 2018 年 7 月投产。

与本次调整项目相关的 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB 平台主要设施及依托的 HYSY116FPSO 的设备设施情况见表 2.2-1。

表 2.2-1　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	WC8-3WHPB	4 腿 4 层钢制导管架井口平台，共 8 个井槽，40 人生活楼。平台物流通过海底管线输往现有的文昌 8-3WHPA，经海底管线汇同 WC14-3WHPA 平台物流一同输往 HYSY116FPSO 进行处理。采油方式为电潜泵采油。 平台设备不对原油和天然气进行处理，只进行油水初步分离，平台含油生产水处理能力为*m^3/d，生活污水设计处理能力为*m^3/d。
	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*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。 平台设备不对原油和天然气进行处理，只进行油水初步分离；生活污水处理设施能力为*m^3/d
		WC13-6WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设*个井槽，*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。 WC13-6WHPA 平台无油气水处理设备，油气水产出后直接下海管，设置 1 套可处理*人生活污水的电解式生活污水处理装置，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。 WC14-3WHPA 平台设备不对原油和天然气进行处理，只进行油水初步分离，含油生产水生产水处理能力为*m^3 /d；生活污水处理能力为*方/天。
		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。 WC19-1WHPB 平台设备不对原油和天然气进行处理，只进行油水初步分离，含油生产水生产水处理能力为*m^3 /d；生活污水处理能力为*m^3 /d。
	依托工程	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（WC8-3WHPB 平台的物流依托其转输）。 平台设备不对原油和天然气进行处理，只进行油水初步分离，生产水设计处理能力为*m^3/d；设置 1 套可处理 50 人生活污水的生化生活污水处理装置，生活污水设计处理能力为*m^3/d。
		WC19-1WHPA	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*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	WC8-3WHPB 物流依托 WC8-3WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道及海底电缆（*km）； WC9-2/9-3CEP 至 WC8-3WHPB 平台海底混输（*km）；

		WC13-2WHPB 至 HYSY116FPSO 海底混输管道（*km)；
		WC13-6WHPA 至 WC14-3WHPA 平台海底混输管道及海底电缆（*km）； WC13-6WHPA 至 WC13-1WHPA 平台海底电缆（*km）；
		WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 混输海底管道（*km）； WC14-3WHPA 至 WC9-7DPP 平台混输海底管道（待建，*km）
		WC19-1WHPB 至 WC19-1WHPA 平台海底混输管道及海底电缆，*km； WC19-1WHPA 至 HYSY116FPSO 海底混输管道及海底电缆，*km；
		WC9-2/9-3CEP 至崖城 13-1 气田海底输气管道（*km）； WC9-7DPP 至 WC19-1DPPA 海底混输管道（待建，*km）

2.2.2 物流集输情况

2.2.1.1 现有物流集输系统

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，各油田物流均接入 HYSY116FPSO 进行处理，物流集输情况可分为四个系列。

19-1 系列：包括 WC10-3SPS、WC9-2/9-3CEP、WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC9-7DPP、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC19-1 DPPA 平台。其中，WC10-3SPS 和 WC9-2/9-3 CEP 平台的生产物流经过处理后气体接入崖城-香港输气管道送往高栏和香港终端，分离出的凝析油和水通过已建海管输往 WC8-3 WHPB 平台，与 WC8-3 WHPB 平台物流汇合后通过已建海管输往 WC8-3 WHPA 平台，与 WC8-3 WHPA 平台物流汇合后通过已建海管输往 WC14-3WHPA 平台，与 WC14-3WHPA 平台物流和 WC13-6WHPA 平台来液汇合后通过在建海管（*WC14-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 平台的海底混输管道*）输送至在建的 WC9-7 DPP 平台，与 WC9-7 DPP 平台物流汇合后通过在建海管（*WC9-7 DPP 至 WC19-1 DPPA 平台的海底混输管道*）输送至在建的 WC19-1 DPPA 平台， 越站与经 WC19-1 DPPA 平台处理后的 WC19-1 WHPA/WHPB/WHPC 及 WC19-1 DPPA 平台物流一起通过已建海管经 WC19-1 WHPA 输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输。

13-1/2 系列：文昌 13-1/2 油田油气开发设施包括 WC13-1WHPA 平台、WC13-2WHPA 平台和 WC13-2WPHB 平台。WC13-1WHPA 平台生产物流通过海管进入 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 油田生产流体在 WC13-2WHPB 平台进行深度脱水后，部分生产水经处理达标后在平台回注，其余含水原油和天然气一起通过海管输送到 HYSY116FPSO 进行处理。

15-1 系列：文昌 15-1 油田开发设施包括 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。

WC8-3 WHPA、WC8-3 WHPB、WC14-3 WHPA、WC13-1 WHPA、WC13-2WHPB、WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC9-7 DPP、WC19-1DPPA 平台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 HYSY116 FPSO 生产水处理设施处理达标后排放。

2.2.2.2 在建工程情况

WC19-1DPPA 及 WC9-7DPP 为已批在建平台，主要拟建的工程内容包括 WC14-3WHPA 至 WC9-7DPP 平台混输海管、WC9-7DPP 至 WC19-1DPPA 平台混输管道、WC9-7DPP 至 WC9-2/9-3CEP 平台输气管道，WC9-7 DPP 至 WC14-3 WHPA 平台海底电缆，属于《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》批复建设的工程内容，于 2023 年 8 月 17 日取得环评批复（环审〔2023〕88 号）。

2.2.2.3 拟建工程情况

在文昌区域伴生气综合利用及调整井项目（环审〔2024〕44 号）中，拟在 WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC13-1WHPA、WC13-6WHPA、WC9-2/9-3CEP、WC13-2WHPB 及 WC8-3WHPA7 个平台部署 11 口生产井；拟建 WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM 长度为 2.3km 的输气管道，同时将原有 WC14-3WHPA 平台至 HYSY116FPSO 混输管线变更为输气管道，与（WC19-1DPPA 平台至 WC14-3PLEM）新建天然气管道相接，将 WC19-1DPPA 平台汇集的多余天然气及 HYSY116FPSO 无法消耗的天然气送至 WC14-3WHPA 平台，之后利用拟建的 WC14-3WHPA 至 WC9-7DPP 平台混输管道及 WC9-7DPP 至 WC9-2/9-3CEP 平台输气管道，将天然气送至 WC9-2/9-3CEP 平台，最后利用已建 WC9-2/9-3CEP 至崖城-香港天然气干线的天然气管道，将天然气送至陆地终端外输销售，以完成文昌油田群天然气的综合利用。

以上项目投产后，文昌油田群物流集输示意图见图 2.2-1。

图 2.2-1　文昌油田群物流集输工艺流程图

2.2.3 HYSY116FPSO 工艺流程现状

HYSY116 FPSO 生产工艺流程分为轻质油处理系列和中质油处理系列。轻质油系列采用轻质一级分离器+轻质二级分离器处理系统，中质油系列采用中质一级分离器+旋风分离器+中质二级分离器+电脱水器处理系统。

WC19-1 WHPA 平台及上游平台物流（含 WC19-1WHPB、WC19-1 WHPC、WC14-3 WHPA、WC13-6 WHPA、WC8-3 WHPA、WC8-3 WHPB、WC9-7DPP、WC19-1 DPPA、WC9-2/9-3 CEP 和 WC10-3 SPS 平台物流）进入中质油系统处理流程，分别依次经过中质一级分离器、旋风分离器、中质二级分离器进行三相分离，分离出的油再经电脱水器进一步脱水，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；WC13-2WHPB 平台及上游平台物流（含 WC13-1

WHPA、WC13-2 WHPA 和 WC13-2WHPB 物流）和 WC15-1 WHPA 平台物流进入轻质油系统处理流程。

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；分离出的生产水经生产水处理系统处理达标后排海；HYSY116 FPSO 分离出的天然气用作燃料气在 HYSY116 FPSO 上发电，其余剩余部分通过火炬系统燃烧后排放。HYSY116 FPSO 生产工艺流程见图 2.2-2。

图 2.2-2　HYSY116 FPSO 生产工艺流程图

2.2.4 HYSY116 FPSO 生产水处理工艺流程

HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理来自于轻质油系统和中质油系统分离的生产水。生产水处理流程分两个系列（并联），系列一："生产水舱+水力旋流器+一级气浮装置+二级气浮装置+脱气罐"，该系列处理能力为 6000m³/d，系列二："一级气浮装置+二级气浮装置"，该系列处理能力为 12000m³/d。

生产水经处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》GB4914-2008）三级标准 石油类≤45mg/L）后排海，生产水处理工艺流程图见图 2.2-3。

图 2.2-3　HYSY116 FPSO 生产工艺流程图

2.3 本项目建设内容及规模

2.3.1 工程内容

为稳定文昌油田群产能，本次调整井工程拟在 WC8-3WHPB 等 5 个平台部署 21 口调整井，其中采油井 16 口，注水井 5 口，详细情况如下：

（1）WC8-3WHPB 平台部署 3 口调整井，均为采油井，均采用老井眼侧钻。

（2）WC13-2WHPB 平台部署 3 口调整井，2 口为采油井，1 口为注水井，均采用老井眼侧钻。

（3）WC13-6WHPA 平台部署 11 口调整井，8 口为采油井，3 口为注水井，其中 10 口为利用剩余井槽新钻，1 口为利用老井眼侧钻。

（4）WC14-3WHPA 平台部署 1 口调整井，为采油井，利用剩余井槽新钻。

（5）WC19-1WHPB 平台部署 3 口调整井，2 口采油井，1 口注水井，均利用老井侧钻。

各平台调整井实施前后井位数量等信息统计情况见表 2.3-1。

表 2.3-1　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	剩余槽井
WC8-3WHPB	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
WC13-2WHPB	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
WC13-6WHPA	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
WC14-3WHPA	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
WC19-1WHPB	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
合计	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

2.3.2 建设方案

各平台调整前后井口基本情况见表 2.3-2 和表 2.3-3。

表 2.3-2　本次调整井前后基本情况

序号	所在油田	所在平台	本次调整内容及情况				调整前情况	
			井号	井别	井型	调整方式	井别	老井眼名称
1	文昌 8-3	WC8-3WHPB（3 口）	B6H2	采油井	水平井	老井眼侧钻	采油井	B6H
2			B5H1					B5H
3			B8H1					B8H
4	文昌 13-2	WC13-2WHPB（3 口）	B16H1					B16H
5			B18H1					B18H
6			B19H1	注水井				B19H
7	文昌 13-6	WC13-6WHPA（11 口）	A12H1	采油井	水平分支井	老井眼侧钻	采油井	A12
8			A14H		水平井	剩余井槽	/	/
9			A19H		水平分支井		/	
10			A21H	注水井（注海水）			/	
11			A24H	采油井			/	
12			A22	采油井	定向井		/	/
13			A23				/	/
14			A25H	采油井	水平井		/	/
15			A26H	注水井（注海水）			/	/
16			A27H	采油井			/	/
17			A28H	注水井（注海水）			/	/
18	文昌 14-3	WC14-3WHPA	A5M	采油井	水平分支井		/	/
19	文昌 19-1	WC19-1WHPB（3 口）	B3S2	采油井	定向井	老井眼侧钻	采油井	B3S1
20			B1H2					B1H1
21			B8S1	注水井（同井抽注）				B8

表 2.3-3　拟建调整井井身结构参数

井名									
WC8-3-B6H2									
WC8-3-B5H1									
WC8-3-B8H1									
WC13-2-B16H1									

WC13-2-B18H1									
WC13-2-B19H1									
WC14-3-A5M									
WC19-1-B3S2									
WC19-1-B1H2									
WC19-1-B8S1									
井名									
WC13-6-A14H									
WC13-6-A19H									
WC13-6-A21H									
WC13-6-A24H									
WC13-6-A12H1									
WC13-6-A22									
WC13-6-A23									
WC13-6-A25H									
WC13-6-A26H									
WC13-6-A27H									
WC13-6-A28H									

代表性井身结构示意图见图 2.3-1。

图 2.3-1 各平台代表性井身结构示意图

2.3.3 钻井液体系组成

本次 21 口调整井均采用水基钻井液钻井。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，钻井液设计成分见表 2.3-4~表 2.3-6。

表 2.3-4 海水般土浆水基钻井液体系配方

序号	水基钻井液
1	
2	
3	

表 2.3-5 PLUSKCL 水基钻井液体系配方

序号	水基钻井液	序号	水基钻井液
1		7	
2		8	
3		9	
4		10	
5		11	
6			

表 2.3-6 EZFLOW 水基钻井液体系配方

序号	水基钻井液	序号	水基钻井液
1		5	

2		6	
3		7	
4			

2.3.4 回注工艺

本次共三个平台涉及回注井，WC13-2WHPB 的 1 口注水井为生产水回注井，WC13-6WHPA 平台的 3 口注水井为注海水井，WC19-1WHPB 平台的 1 口注水井为同井抽注井。

海上油田常用注水工艺技术多采用地面注水工艺（注入水源包括海水、地层水、生产污水），该工艺主要包括地面水处理流程（以注海水为例主要包括过滤器、脱氧塔、缓冲罐、注水泵、注水增压泵、地面管汇等地面设备）及井下注水管柱（可实现单层注水及分层注水）。

同井注采技术是针对海上油田井槽数量有限而且生产套管大部分为 9⅝"的基础上发展起来的一项新的技术，在一口井中同时实现了注入和采出两套系统。一口井实现水层采出水作为注水井的水源，同时又对注水层进行注水。

各平台回注井注水层位及受效采油井情况见表 2.3-7。

表 2.3-7 注水井层位及受效采油井情况

油气田名称	井号	井别	井型	注水层位	受效采油井
文昌 13-2B					
文昌 19-1B					
文昌 13-6					
文昌 13-6					
文昌 13-6					

2.3.4 产能预测

根据建设单位提供的资料，本次调整井实施后产能预测指标见表 2.3-8~表 2.3-12。

表 2.3-8 文昌 8-3 油田 WHPB 平台调整井投产前后产能预测表

时间/年	现有工程			调整井投产后			新增产能		
	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水	油	气 10^4	水
	日产量/（m^3/d）								
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
时间/年	年产量/（$\times10^4m^3$）								
	油	气	水	油	气	水	油	气	水

2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 2.3-9 文昌 13-2 油田 WHPB 平台调整井投产前后产能预测表

时间/年	现有工程			调整井投产后			新增产能		
	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水
	日产量/（m^3/d）								
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
时间/年	年产量/（$\times10^4m^3$）								
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 2.3-10 文昌 13-6 油田 WHPB 平台调整井投产前后产能预测表

时间/年	现有工程			调整井投产后			新增产能		
	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水
	日产量（m^3/d）								
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*

2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
时间/年	年产量/（×10^4m^3）								
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 2.3-11 文昌 14-3 油田调整井投产前后产能预测表

时间/年	现有工程			调整井投产后			新增产能		
	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水
	日产量/（m^3/d）								
2023	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
时间/年	年产量/（×10^4m^3）								
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*

2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 2.3-12　WC19-1WHPB 平台调整井投产前后产能预测表

时间/年	现有工程			调整井投产后			新增产能		
	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水	油	气/10^4	水
	日产量/（m^3/d）								
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
时间/年	年产量/（×10^4m^3）								
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*

综上，本次调整井实施后，新增产能合计情况见表 2.3-13。

表 2.3-13 本次调整井实施后新增产能合计情况表

时间/年	新增产能		
	油	气/10^4	水
	日产量/（m^3/d）		
2024	*	*	*
2025	*	*	*
2026	*	*	*
2027	*	*	*
2028	*	*	*
2029	*	*	*
2030	*	*	*
2031	*	*	*
2032	*	*	*

2033	*	*	*
2034	*	*	*
2035	*	*	*
时间	年产量/（×10^4m^3）		
	油	气	水
2024	*	*	*
2025	*	*	*
2026	*	*	*
2027	*	*	*
2028	*	*	*
2029	*	*	*
2030	*	*	*
2031	*	*	*
2032	*	*	*
2033	*	*	*
2034	*	*	*
2035	*	*	*

由表 2.3-13 可见，本次调整井实施后，较现有产能相比年最大新增油产量为×10×m^3/a，最大新增气产量为*m^3/a，生产水日排放量最大为×10×m^3/d。

2.3.5 生产水注采平衡分析

本次 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB 共 5 个平台部署的 21 口调整井中，有 16 口采油井，5 口注水井。其中，WC13-2WHPB 的 1 口注水井为生产水回注井，WC13-6WHPA 平台的 3 口注水井为注海水井，WC19-1WHPB 平台的 1 口注水井为同井抽注井。

WC13-6WHPA 平台和 WC19-1WHPB 平台回注井不进入生产水处理流程，其回注情况见表 2.3-14。

表 2.3-14　WC13-6WHPA 平台和 WC19-1WHPB 平台回注情况

年份	WC13-6WHPA			WC19-1WHPB 平台		
	注水需求	**注水量**	**注水来源**	**回注需求**	**回注量**	**注水来源**
2024	**	**	**	**	**	**
2025	**	**	**	**	**	**
2026	**	**	**	**	**	**
2027	**	**	**	**	**	**
2028	**	**	**	**	**	**
2029	**	**	**	**	**	**
2030	**	**	**	**	**	**
2031	**	**	**	**	**	**
2032	**	**	**	**	**	**
2033	**	**	**	**	**	**
2034	**	**	**	**	**	**
2035	**	**	**	**	**	**

WC8-3 WHPA、WC8-3 WHPB、WC14-3 WHPA、WC13-1 WHPA、WC13-2WHPB、WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC9-7 DPP、WC19-1DPPA *（WC9-7 DPP 和 WC19-1DPPA 于 2023 年 8 月 17 日取得环评批复，目前在建）*平台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 HYSY116 FPSO 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，文昌油田群水平衡分析见表 2.3-15。

表 2.3-15　文昌油田群生产水平衡表（m^3/d）

年份	WC19-1WHPA			WC19-1WHPB			WC19-1WHPC		
	产水量	排放量	输送至 WC19-1DPPA 量	产水量	排放量	输送至 WC19-1DPPA 量	产水量	排放量	输送至 WC19-1DPPA 量
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*	*	*	*
年份	WC15-1WHPA			WC8-3WHPA			WC8-3WHPB		
	产水量	排放量	输送至 FPSO 量	产水量	排放量	输送至 WC9-7DPP 量	产水量	排放量	输送至 WC9-7DPP 量
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*	*	*	*
年份	WC14-3WHPA			WC13-6WHPA			WC9-2/9-3CEP&WC10-3SPS		
	产水量	排放量	输送至 WC9-7DPP 量	产水量	排放量	输送至 WC9-7DPP 量	产水量	排放量	输送至 WC9-7DPP 量
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*	*	*	*
年份	WC13-2WHPA			WC13-2WHPB					

	产水量	排放量	输送至WC13-2WHPB量	产水量	WC13-1WHPA 来水+WC13-2WHPA 来水+WC13-2WHPB 产水	排放量	回注量	输送至FPSO 量
2024	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*	*	*

年份	WC19-1DPPA				WC9-7DPP			
	产水量	来水（WC19-1WHPA+WC19-1WHPB+WC19-1WHPC）+产水（WC19-1DPPA）	排放量	输送至FPSO量	产水量	其他平台来水（8-3A/B、14-3A、13-6A、9-2、9-3 排水）+产水（WC9-1DPP）	排放量	输送至 FPSO 量
2024	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*	*	*

年份	WC13-1WHPA			HYSY116FPSO		平台排放+HYSY116FPSO 排放总量	回注总量	产水总量	排放量+回注量
	产水量	排放量	输送至WC13-2WHPB量	处理量	排放量				
2024	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*	*	*	*

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，各平台含油生产水不超过其最大生产水处理能力，最大排放量未超过批复排放量。

2.4 物流集输工艺

本次调整井工程涉及 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB 共 5 个平台部署 21 口调整井，其中采油井 16 口，注水井 5 口。各平台生产物

料集输和处理均依托现有设施，井口物流均依托各平台现有油气管道进行物流输送，各平台间物流走向见图 2.4-1。

图 2.4-1 调整工程井生产物流走向示意图

本次工程拟在 WC8-3WHPB 平台部署 3 口调整井、在 WC14-3WHPA 平台部署 1 口调整井、在 WC13-6WHPA 平台部署 11 口调整井（其中 8 口为采油井，3 口为注水井）。WC8-3WHPB 平台所产物流中的生产水，经本平台生产水处理设施处理达标后部分在该平台排海，所产油、气和部分生产水汇合 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，汇合 WC14-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台所产物流通过海管输至 HYSY116FPSO。

拟在 WC13-2WHPB 平台部署 3 口调整井（其中 2 口为采油井，1 口为注水井），文昌 13-1/2 油田流体均在 WC13-2WHPB 平台进行深度脱水后，部分生产水经处理达标后在平台回注，其余含水原油和天然气一起通过海管输送到 HYSY116FPSO 进行处理。

拟在 WC19-1WHPB 平台部署 3 口调整井（其中 2 口采油井，1 口注水井），平台物流经平台生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，部分回注，其余物流分别通过海管输往 WC19-1WHPA 平台，最终与来自 WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 平台的生产物流一起输送至 HYSY116FPSO 进行处理。

2.5 依托可行性分析

2.5.1 生活污水处理能力校核

本次调整井钻井施工期间，施工人员生活污水依托各平台现有生活水处理设施进行处理，平台处理能力不足的依托支持船进行处理，相关生活污水处理能力见表 2.5-1。

表 2.5-1 施工期生活污水处理能力依托可行性校核 单位：m^3/d

平台	施工期最大作业人数（含平台固定生产人员）	平台/钻井船生活污水处理装置最大量及人数	备注	依托可行性
WC8-3WHPB	*	*	*	满足
WC13-2WHPB	*	*	*	满足
WC13-6WHPA	*	*	*	满足
WC14-3WHPA	*	*	*	满足
WC19-1WHPB	*	*	*	满足

2.5.2 生产水处理能力校核

本次调整井工程涉及的 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB 平台设置有油水生产分离器，将部分生产水分离排放或回注后，输送至 WC9-7DPP、WC19-1DPPA、最终输送至 HYSY116FPSO 进行处理。WC13-6WHPA 不分离生产水，直接输

送至 HYSY116FPSO 进行处理。

因此本报告对 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC19-1WHPB、WC14-3WHPA、WC19-1DPPA、WC9-7DPP、WC19-1DPPA 及 HYSY116FPSO 的生产水处理能力进行校核，详见表 2.5-2 和表 2.5-5。

表 2.5-2　相关平台生产水处理能力校核　　单位：m^3/d

平台	最大产水量	生产水处理能力	转输至其他平台量	平台排放量	批复生产水排放量	处理能力校核结果
WC8-3WHPB	*	*	*	*	*	满足
WC13-2WHPB	*	*	*	*	*	满足
	*	*	*	*	*	
WC14-3WHPA	*	*	*	*	*	满足
WC19-1WHPB	*	*	*	*	*	满足
WC9-7DPP	*	*	*	*	*	满足

由表 2.5-2 可见，本次调整井工程投产后，未超过 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC19-1WHPB、WC14-3WHPA 生产水处理能力，各平台生产水排放量均未超过其环评批复最大量，现有设施满足本次调整井工程生产水处理需求。

表 2.5-3 本项目投产后 WC9-7DPP 生产水处理能力校核 单位 m^3/d

年份	相关平台输送至 WC9-7DPP 量					WC9-7DPP		
	WC8-3WHPA	WC8-3WHPB	WC14-3WHPA	WC13-6WHPA	WC9-2/9-3CEP & WC10-3SPS	自身产水量	生产水系统处理量	排放量
2024	*	*	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*	*	*
设计处理能力	*	*	*	*	*	*	*	*

由表 2.5-3 可见，本次调整井工程投产后，未超过 WC9-7DPP 生产水设计处理能力（14400m^3/d），平台生产水排放量未超过其环评批复最大量（2354m^3/d），满足本次调整井

工程生产水处理依托需求。

表 2.5-4 本项目投产后 WC19-1DPPA 生产水处理能力校核

年份	WC19-1WHPA	WC19-1WHPB	WC19-1WHPC	WC19-1DPPA		
	输送至 WC19-1DPPA 量			自身产水量	生产水系统处理量	排放量
2024	*	*	*	*	*	*
2025	*	*	*	*	*	*
2026	*	*	*	*	*	*
2027	*	*	*	*	*	*
2028	*	*	*	*	*	*
2029	*	*	*	*	*	*
2030	*	*	*	*	*	*
2031	*	*	*	*	*	*
2032	*	*	*	*	*	*
2033	*	*	*	*	*	*
2034	*	*	*	*	*	*
2035	*	*	*	*	*	*
批复排放指标	*	*	*	*	*	*
设计处理能力	*	*	*	*	*	*

由表 2.5-4 可见，本次调整井工程投产后，未超过 WC19-1DPPA 生产水设计处理能力（48000m^3/d），平台生产水排放量未超过其环评批复最大量（22233m^3/d），满足本次调整井工程生产水处理依托需求。

本次调整井投产后，文昌油田群油气水量汇总见附表 2。根据该表，进入 HYSY116FPSO 原油最大量为*m^3/d（2025 年），天然气产能最高为*Sm^3/d，进入 HYSY116FPSO 最大处理量为*Sm^3/d（2025 年）；根据表 2.3-14 的文昌油田群生产水平衡表，进入 HYSY116FPSO 处理的生产水最大量 12702m^3/d（2031 年）。HYSY116FPSO 油气水处理能力校核结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 HYSY116FPSO 处理能力校核

介质	HYSY116FPSO			平台设施处理能力校核结果
	进入 HYSY116FPSO 最大量	处理能力	环评批复生产水排放量	
油（m^3/d）	*	*	*	满足
气（ Sm^3/d）	*	*	*	满足
水（m^3/d）	*	*	*	满足

根据校核，本项目投产后，HYSY116 FPSO 的生产水最大排放量为 12702m^3/d，未超过最大设计处理能力 18000m^3/d，未超过《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响评价报告书》（环审〔2023〕88 号）中 HYSY116 FPSO 生产水排放总量控制指标 17977m^3/d。

2.5.2 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表 2.5-6。经校核，工程完工后所有海管输送能力均可满足。

表 2.5-6 涉及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	出口压力/kPaA	入口温度/℃	出口温度/℃	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
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	*	*	*	*	*	*	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
WC9-7DPP 至 WC19-1DPPA 海底混输管道	*	*	*	*	*	*	可行

2.5.3 依托设施寿命校核

本项目依托平台、管道寿命校核见表 2.5-5。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2.5-7 依托平台、管道寿命校核

平台/管道	投产时间/年	设计年限/年	到期年限	依托可行性
WC8-3WHPB	*	*	*	可行
WC8-3WHPA 平台	*	*	*	可行
WC13-2WHPB 平台	*	*	*	可行
WC13-6WHPA 平台	*	*	*	可行
WC14-3WHPA 平台	*	*	*	可行
WC19-1WHPA 平台	*	*	*	可行

WC19-1WHPB 平台	*	*	*	可行
WC9-2/9-3CEP 平台	*	*	*	可行
HYSY116FPSO	*	*	*	可行
WC9-7DPP 平台	*	*	*	可行
WC19-1DPPA 平台	*	*	*	可行
WC8-3WHPA 至 WC14-3WHPA 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
WC14-3WHPA 至 HYSY116FPSO 平台输气海底管道	*	*	*	可行
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
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
WC9-7DPP 至 WC19-1DPPA 海底混输管道	*	*	*	可行

总平面及现场布置

2.6 平面布置

本次 21 口调整井工程平台井槽平面布置图见图 2.6-1~2.6-3。

图 2.6-1　WC8-3WHPB 平台和 WC19-1WHPB 平台井槽平面布置图

图 2.6-2　WC14-3 平台井槽平面布置图

图 2.6-3　WC13-2WHPB 平台井槽平面布置图

图 2.6-4　WC13-6WHPA 平台井槽平面布置图

施工方案

2.7 调整井施工方案

2.7.1 钻完井设备和钻井方式

本次调整井涉及平台主要采用平台修井机进行钻完井作业，其中 WC13-6WHPA 平台利用平台模块钻机进行钻完井作业，主要施工设备和钻完井方式见表 2.7-1。

表 2.7-1 施工设备和钻完井方式

序号	油田	环评申请井井名/井别		钻井设备	拖轮船舶	完井方式
1	文昌 8-3 油田	WC8-3-B6H2	采油井	文昌 8-3B 平台修井机	1 艘工作船	裸眼+筛管
2		WC8-3-B5H1	采油井			
3		WC8-3-B8H1	采油井			
4	文昌 13-2 油田	WC13-2-B16H1	采油井	文昌 13-2B 平台修井机		
5		WC13-2-B18H1	采油井			
6		WC13-2-B19H1	注水井			
7	文昌 13-6 油田	WC13-6-A14H	采油井	文昌 13-6A 平台模块钻机		
8		WC13-6-A19H	采油井			
9		WC13-6-A21H	注水井			
10		WC13-6-A24H	采油井			
11		WC13-6-A12H1	采油井			
12		WC13-6-A22	采油井			套管射孔
13		WC13-6-A23	采油井			
14		WC13-6-A25H	采油井			裸眼+筛管
15		WC13-6-A26H	注水井			
16		WC13-6-A27H	采油井			
17		WC13-6-A28H	注水井			
18	文昌 14-3 油田	WC14-3-A5M	采油井	文昌 14-3A 平台修井机		
19	文昌 19-1 油田	WC19-1-B3S2	采油井	文昌 19-1B 平台修井机		套管射孔
20		WC19-1-B1H2	采油井			
21		WC19-1-B8S1	注水井			

2.7.2 预留井槽调整井工程

WC14-3WHPA 平台和 WC13-6WHPA 平台共有 11 口利用预留井槽实施新钻的调整井。利用平台修井机采用钻入法下入隔水管，二开 17- 1/2″井眼下入 13-3/8″套管，三开 12- 1/4″井眼下入 9-5/8″套管，四开 8-1/2″水平井段下 7“套管，五开 6″井段裸眼完钻，采用裸眼+优质筛管完井方式完成。

2.7.3 老井侧钻调整井工程

WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC19-1WHPB4 个平台共有 10 口调整

井利用老井侧钻，钻完井作业均采用平台修井机或模块钻机进行。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）。

2.7.4 工期安排

本项目工期详见表 2.7-2，同时施工人数最多约 349 人。

表 2.7-2　本项目工期安排

平台	井名/井别		钻井期间施工人数	施工天数
支持船	/		*	*
文昌 8-3 油田	WC8-3-B6H2	*	*	*
	WC8-3-B5H1	*	*	*
	WC8-3-B8H1	*	*	*
文昌 13-2 油田	WC13-2-B16H1	*	*	*
	WC13-2-B18H1	*	*	*
	WC13-2-B19H1	*	*	*
文昌 13-6 油田	WC13-6-A14H	*	*	*
	WC13-6-A19H	*	*	*
	WC13-6-A21H	*	*	*
	WC13-6-A24H	*	*	*
	WC13-6-A12H1	*	*	*
	WC13-6-A22	*	*	*
	WC13-6-A23	*	*	*
	WC13-6-A25H	*	*	*
	WC13-6-A26H	*	*	*
	WC13-6-A27H	*	*	*
	WC13-6-A28H	*		*
文昌 14-3 油田	WC14-3-A5M	*	*	*
文昌 19-1 油田	WC19-1-B3S2	*	*	*
	WC19-1-B1H2	*	*	*
	WC19-1-B8S1	*	*	*

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

3.1 区域功能

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。

3.2 海洋环境质量现状

3.2.1 调查资料来源

3.2.1.1 海洋环境质量现状资料来源

本次海洋现状调查资料引自《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~9 月 19 日，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。

3.2.1.2 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。

3.2.1.3 水文气象资料来源

工程海域水文气象资料引自《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》。

3.2.2 调查站位

3.2.2.1 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 3.2-1 及图 3.2-1。

表 3.2-1　海洋环境质量现状调查站位

站号	经度 E	纬度 N	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 3.2-1　海洋环境质量现状调查站位（水质、生物生态）

3.2.2.2 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 3.2-2 及图 3.2-2。

表 3.2-2　渔业资源现状调查站位

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

图 3.2-2　渔业资源现状调查站位

3.2.2.3 沉积物调查站位

沉积物调查站位见表 3.2-3 及图 3.2-3。

表 3.2-3　沉积物调查站位

站号	经度 E	纬度 N	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 3.2-3　沉积物调查站位

3.2.3 海水水质评价结果

3.2.3.1 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。

3.2.3.2 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表 3.2-4。

表 3.2-4　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
*****	维持现状

3.2.3.4 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；海水水质监测结果见附表 2，调查站位超标情况见表 3.2-5。

表 3.2-5　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	*****	

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。

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。

3.2.3.5 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。

3.2.4 海洋沉积物环境质量现状调查结果

3.2.4.1 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。

3.2.4.2 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，见表 3.2-6；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 3.2-6　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		****	*****

3.2.4.3 评价结果

沉积物监测结果见附表 3，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。

3.2.5 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。

3.2.5.1 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 161mg·C/(m^2·d)。海区总体初级生产力处于低水平。

3.2.5.2 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****个/m^3 之间，平均密度为****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。

秋季调查海域中各站位浮游植物多样性指数（H′）变化范围为****，平均值为****；均匀度（J）变化范围为****，平均值为****；丰富度指数（d）变化范围为****，平均值为 3.41。从浮游植物多样性指数、均匀度、丰富度等指标来看，显示该海区生态环境状况良好。

3.2.5.3 浮游动物

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

秋季调查海域浮游动物的种类多样性指数（H′）为**~**，平均为**；均匀度（J）为**~**，平均为**；丰富度（d）为**~**，平均为**。从各项群落指数来看，调查海区浮游动物种类十分丰富，群落多样性指数和丰富度都处于较高水平，群落均匀性良好，显示海区水质环境较好。

3.2.5.4 底栖生物

秋季调查中海域共鉴定底栖生物**大门类**种，其中节肢动物种类最多，有**种，约占总种数的** %；软体动物次之，有**种，占总种数的** %；脊索动物有**种，占总种数的**%；环节动物有**种，占总种数的** %；棘皮动物有**种，占总种数的** %；腔肠动物有 11 种，占总种数的** %；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。

秋季调查底栖生物群落的多样性指数（H′）变化范围为**~**，平均为为**；均匀度（J）变化范围为**~**，平均为**；丰富度（d）变化范围为**~**，平均为**。底栖生物生物多样性指数、丰富度和均匀度的均值都较高，显示底栖生物生物多样性丰富，群落结构稳定，不同种类数量分布均匀度高。

3.2.6 生物质量

3.2.6.1 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**份，包括鱼类**个，甲壳类**个，软体类**个，监测其体内总汞、镉、铅、铜、砷、锌、铬、石油烃的含量。

3.2.6.2 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。

3.2.6.3 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。

3.2.7 渔业资源

3.2.7.1 鱼卵、仔稚鱼

秋季调查共鉴定出鱼卵仔稚鱼**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。

3.2.7.2 鱼类

秋季调查共捕获鱼类**种，隶属**目**科。在鉴定的**种鱼类中，以鲈形目种数最多，共**种；鲉形目有**种，鲽形目**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**和**。

秋季调查海域鱼类拖网渔获率重量变化范围为（**~**）kg/h，平均为**kg/h；拖网渔获率数量变化范围为（**~**）尾/h，平均为**尾/h。

秋季调查海域幼鱼资源量（**~**）尾/km²，平均值为**~**尾/km²；成鱼资源量（**~**）kg/km²，平均值为**1kg/km²；总资源量范围（**~**）kg/km²，平均值**kg/km²。

3.2.7.3 头足类

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

秋季调查海域头足类渔获率重量变化范围为（**~**）kg/h，平均为**kg/h；渔获率数量变化范围为（**~**）尾/h，平均为（**~**）尾/h。

秋季调查评价区头足类幼体资源量（（**~**）*~**）尾/km²，平均值为**尾/km²；成体资源量（**~**）kg/km²，平均值为 103.83kg/km²；总资源量范围（**~**）kg/km²，平均值**kg/km²。

3.2.7.4 甲壳类

秋季调查渔获甲壳类（**~**）种，分隶*目*科。其中，虾类有*科*种；蟹类*科*种；虾蛄类有*科*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**、**和**。

秋季调查海域甲壳类渔获率重量变化范围为（**~**）kg/h，平均为 3.12kg/h；渔获率数量变化范围为（*）尾/h，平均为*尾/h。

秋季调查海域虾类幼体资源量范围在（**~**）尾/km²，平均值*尾/km²；虾类成体资源量范围在（**~**）kg/km²，平均值为 11.31kg/km²，虾类总资源量范围在（**~**）kg /km²，平均值**kg /km²；蟹类幼体资源量范围在（**~**）尾/km²，平均值*尾/km²，蟹类成体资源量范围在（**~**）kg/km²，平均值为 12.34kg/km²，蟹类总资源量范围在（**~**）kg/km²，平均值**kg /km²；虾蛄类幼体资源量范围在（**~**）尾/km²，平均值为 7 尾/km²；虾蛄类成体资源量范围在（**~**）kg/km²，平均值为*kg/km²，虾蛄类总资源量范围在（**~**）kg/km²，平均值为*kg/km²。

3.2.8 水文气象概况

3.2.8.1 气象条件

文昌油田所在海域的强天气过程主要是热带气旋和寒潮。热带气旋是本海区最主要的灾害天气，多出现在夏季和夏季到冬季的转换季节。寒潮入侵在冬季及季节转换期均可发生，

特别在 10~11 月，由于海陆温差大，有可能出现比隆冬季节更强的风速。强冷空气入侵时，风向经常由东北向北偏转。寒潮一般持续时间较长。

3.2.8.2 气温

文昌油田所在海域夏季高温、高湿时间长，年平均气温 26.8℃，7 月份平均气温最高，为 29.2℃，1 月份平均气温最低，为 23.4℃。

3.2.8.3 降水/湿度

海区终年云量较多，雨水充沛，雨日多，雨量大。年降水量约 1500mm。年暴雨日数平均为 7.5 天，最高可达 17 天。但本海区能见度好，出现雾的情况不多。

本海区最大相对湿度约为 100%，最小相对湿度约为 60%。

3.2.8.4 风况

本海区呈现出冬季风强而夏季风较弱的特点，冬季盛行东北风，夏季盛行南偏西风。冷空气一般从 9 月下旬开始影响文昌海域，到次年 5 月结束。冬季风以 ENE 向为主。从 10~12 月，ENE 方向频率最高，但 NNE 方向平均风速最大。强寒潮过程每年平均有 3.6 次，平均日数约 16 天。该海区夏秋季受台风影响，据统计，南海强热带风暴和台风每年平均出现 10 个，其中进入离文昌海区 300km 以内的海域，平均每年出现热带气旋约 7 个，其中 1.3 个为台风，1.5 个为强热带风暴，其余为热带风暴及热带低压。出现最多的月份为 8 月，其次为 9 月和 7 月，10 月和 6 月亦有一定数量。本海区主风向为 ENE。

3.2.8.5 潮汐/潮流

工程海域潮汐类型属于不正规全日潮，主浪向为 ENE。

工程海域表层最大流速为 85.7cm/s，流向为 ESE；表层最大平均流速为 35.4cm/s，流向为 E。中层最大流速为 59.8cm/s，流向为 NE；中层最大平均流速为 23.2cm/s，流向为 SSE。底层最大流速为 45.9cm/s，流向为 SE；底层最大平均流速为 18.4cm/s，流向为 NNE。表层海流的显著流向为 W（10.67%），中层海流的显著流向为 WNW（13.13%），底层海流的显著流向 SSE（11.48%）和 NW（9.03%）。

项目有关的原有环境污染和生

3.3 相关工程环保手续执行情况

3.3.1 前期环评及批复情况

文昌油田群开发过程中相关环评及批复情况见表 3.3-1。

表 3.3-1　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	环评批复情况	竣工验收
《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告	①5 座井口平台 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、	WC19-1WHPB、WC14-3WHPA、浮式生产储油装置（HYSY116FPSO）；	国海环字〔2005〕238 号	国海环字〔2011〕39 号

态破坏问题	书》	WC14-3WHPA、WC8-3WHPA；②单点系泊系统（SPM）；③一艘浮式生产储油装置（HYSY116FPSO）；④5 条海底电缆、5 条混输管道。	混输管道		
	《文昌 19-1 北/8-3 东/13-6 油田开发工程环境影响报告书》	①3 座井口平台 WC19-1WHPC、WC13-6WHPA、WC8-3WHPB；②3 条海底电缆、3 条混输管道。	WC8-3WHPB、混输管道	国海环字〔2012〕654 号	国海环字〔2014]475 号 国海环字〔2015〕3 号
	《文昌 13-2 油田综合调整项目环境影响报告书》	1 座井口平台 WC13-2WHPB；	WC13-2WHPB 平台	环审〔2018〕55 号	环验〔2021〕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》	①5 座井口平台改造 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC8-3WHPA、WC8-3WHPB；②1 条混输管道。	WC19-1WHPB、混输管道	国海环字〔2018〕97 号	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》	WC8-3WHPA、WC14-3 WHPA、WC13-6WHPA 平台改造，新增脱水系统	WC14-3 WHPA	环审〔2020〕136 号	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》	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	WC13-2WHPB、WC19-1 WHPB、 WC13-2WHPB 至 HYSY116FPSO 海管	环审〔2022〕26 号	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的皮肤》	①新建 2 座钻采平台（WC19-1 DPPA 和 WC9-7 DPP 平台）；②3 条海底管道和 1 条海底电缆	WC14-3WHPA 平台、WC14-3WHPA-WC9-7DPP 平台间海底混输管道	环审〔2023〕88 号	/
	《文昌油田群 WC13-2-B24H	①WC13-2WHPB、WC8-3WHPA、	WC13-2WHPB 平台	环审〔2023〕	/

等 13 口调整井项目环境影响报告表》	WC15-1WHPA 平台布置 13 口调整井②WC13-2WHPB 平台适应性改造		93 号	

3.3.2 环保设施运行情况

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

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

与本次调整井相关平台的生产水处理和生活水处理设施运行监测结果分别见表 3.3-2 和表 3.3-3。

表3.3-2　生产水处理设施处理效果（石油类，mg/L）

时间	HYSY116 FPSO（依托）	WC8-3 WHPB（调整井）	WC13-2 WHPB（调整井）	WC14-3 WHPA（调整井）	WC19-1 WHPB（调整井）
2022.6	*	*	*	*	*
2022.7	*	*	*	*	*
2022.8	*	*	*	*	*
2022.9	*	*	*	*	*
2022.10	*	*	*	*	*
2022.11	*	*	*	*	*
2022.12	*	*	*	*	*
2023.1	*	*	*	*	*
2023.2	*	*	*	*	*
2023.3	*	*	*	*	*
2023.4	*	*	*	*	*
2023.5	*	*	*	*	*
2023.6	*	*	*	*	*
2023.7	*	*	*	*	*
2023.8	*	*	*	*	*
2023.9	*	*	*	*	*
2023.10	*	*	*	*	*
2023.11	*	*	*	*	*
2023.12	*	*	*	*	*
2024.01	*	*	*	*	*
2024.02	*	*	*	*	*
2024.03	*	*	*	*	*

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

表3.3-3　各平台生活污水处理设施处理效果（COD，mg/L）

时间	WC8-3 WHPB（调整井）	WC13-2 WHPB（调整井）	WC14-3 WHPA（调整井）	WC13-6 WHPA（调整井）	WC19-1 WHPB（调整井）
2022.6	*	*	*	*	*
2022.7	*	*	*	*	*
2022.8	*	*	*	*	*

2022.9	*	*	*	*	*
2022.10	*	*	*	*	*
2022.11	*	*	*	*	*
2022.12	*	*	*	*	*
2023.1	*	*	*	*	*
2023.2	*	*	*	*	*
2023.3	*	*	*	*	*
2023.4	*	*	*	*	*
2023.5	*	*	*	*	*
2023.6	*	*	*	*	*
2023.7	*	*	*	*	*
2023.8	*	*	*	*	*
2023.9	*	*	*	*	*
2023.10	*	*	*	*	*
2023.11	*	*	*	*	*
2023.12	*	*	*	*	*
2024.01	*	*	*	*	*
2024.02	*	*	*	*	*
2024.03	*	*	*	*	*

由上表可见，各平台生产水中的石油类排放浓度为*~*mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放限值要求（石油类≤45mg/L（月均值）、石油类≤65mg/L（一次允许值））、生活污水中的 COD 浓度为放浓度为 13~481mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放限值要求（COD≤500mg/L）,均能实现达标排放。

文昌油田群运营期固体废弃物（生产垃圾、生活垃圾）全部运回陆上（除食品废弃物外），危险废物交有资质单位进行处置，一般工业废物及除食品废弃物外的生活垃圾全部运回陆上处置，食品废弃物粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海。

文昌油田群自运行以来，相关生活污水和生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

3.3.3 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

3.4 生态环境保护目标

本项目为海洋油气开发工程，油田群所在区域离岸较远（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），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 3.4-1　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

3.5 评价标准

3.5.1 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表 3.5-1。

表 3.5-1　环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		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）	

3.5.2 污染物排放标准

本项目位于南海，属《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）规定的三级海域；项目位于矿产与能源区，属于《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）规定的二级海区，所采用的污染物排放标准详见表 3.5-2。

表 3.5-2　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》	三级	含油量≤8% Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/kg

	（GB4914-2008）		
	《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
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。

3.5.3 回注水标准

本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 3.5-3　回注水控制指标

序号	项目	控制指标
1	储层空气渗透率μm^2	[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	本次调整井工程不新增生产水排放量。

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

4.1 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。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。

4.1.1 钻井液

本次调整井以单钻方式钻井，采用水基钻井液体系。据建设单位提供的数据，钻井作业期间共产生钻井液约14306m³，其中非油层段钻井液产生量约为8688m³，油层段钻井液产生量约为5618m³。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。钻井液量核算见表4.1-1。

表 4.1-1　本次调整井工程钻井液统计

平台	井数	井名	非油层段水基钻井液/m³	油层段水基钻井液/m³	水基钻井液产生量/m³
WC8-3WHPB	3	WC8-3-B6H2	223	195	418
		WC8-3-B5H1	411	214	625
		WC8-3-B8H1	340	210	550
WC13-2WHPB	3	WC13-2-B16H1	176	148	324
		WC13-2-B18H1	374	190	564
		WC13-2-B19H1	195	178	373
WC13-6WHPA	11	WC13-6-A14H	911	255	1166
		WC13-6-A19H	567	400	967
		WC13-6-A21H	571	375	946
		WC13-6-A24H	766	357	1123
		WC13-6-A12H1	0	411	411
		WC13-6-A22	958	317	1275
		WC13-6-A23	328	430	758
		WC13-6-A25H	593	204	797
		WC13-6-A26H	576	223	799
		WC13-6-A27H	536	187	723
		WC13-6-A28H	567	204	771
WC14-3WHPA	1	WC14-3-A5M	596	386	982
WC19-1WHPB	3	WC19-1-B3S2	0	239	239
		WC19-1-B1H2	0	239	239
		WC19-1-B8S1	0	256	256
合计	21	/	8688	5618	14306

本次调整井工程根据钻进要求、钻井液体系和井身结构等，分批次排放，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270m³（WC8-3-B8H1），最大排放速率为35m³/h。

4.1.2 钻屑

本次调整井项目计划实施21口调整井，其中11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（详见4.1-2），钻屑产生总

量约为7699m³，非钻井油层水基钻井液钻屑量约6099m³，钻井油层水基钻井液钻屑量约1600m³。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 4.1-2　本项目钻屑量统计

平台	井数	井名	非油层段钻屑/m³	油层钻屑/m³	钻屑合计/m³	钻井天数/d	排放速率/m³·d⁻¹
WC8-3WHPB	3	WC8-3-B6H2	94	32	126	30	最大排放速率100m³/d
		WC8-3-B5H1	241	28	269	30	
		WC8-3-B8H1	242	46	288	30	
WC13-2WHPB	3	WC13-2-B16H1	69	17	86	30	
		WC13-2-B18H1	206	13	219	30	
		WC13-2-B19H1	52	24	76	30	
WC13-6WHPA	11	WC13-6-A14H	752	26	778	40	
		WC13-6-A19H	387	120	507	50	
		WC13-6-A21H	392	84	476	50	
		WC13-6-A24H	461	54	515	55	
		WC13-6-A12H1	0	129	129	50	
		WC13-6-A22	800	79	879	45	
		WC13-6-A23	533	260	793	40	
		WC13-6-A25H	407	58	465	40	
		WC13-6-A26H	416	64	480	40	
		WC13-6-A27H	361	38	399	40	
		WC13-6-A28H	404	44	448	40	
WC14-3WHPA	1	WC14-3-A5M	282	39	321	45	
WC19-1WHPB	3	WC19-1-B3S2	0	149	149	30	
		WC19-1-B1H2	0	123	123	30	
		WC19-1-B8S1	0	173	173	30	
合计	22	/	6099	1600	7699	/	

4.1.3 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，施工期污染物参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定进行计算，即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。本次调整井钻井期间，采用1艘拖轮作为支持船舶。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4.1-3。

表 4.1-3　施工期污染物核算结果表

平台	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
拖轮	20	805	5635	24.15	16.1	402.5
WC8-3WHPB	71	90	2236.5	9.59	6.39	/
WC13-2WHPB	40	90	1260.00	5.40	3.60	/
WC13-6WHPA	58	490	9947.00	42.63	28.42	/
WC14-3WHPA	80	45	1260	5.4	3.60	/

WC19-1WHPB	80	90	2520	10.8	7.2	/
合计	349		22858.50	97.97	65.31	402.5

船舶机舱含油污水：机舱含油污水总计402.5m³，所有作业船舶均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。

船舶生活污水：生活污水总计产生量为22858.50m³，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。

平台生活污水：调整井施工作业阶段产生的生活污水经钻井平台或平台上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》（GB 4914-2008）三级标准（COD≤500mg/L）后，间歇排海。

船舶生活垃圾：船舶生活垃圾总计97.97t，其中食品废弃物65.31t，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。

4.1.4 生产垃圾

根据以往同类项目经验施工情况预估，本项目共钻井21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10.5t，主要是剩余的工程废料、吸油毛毡和油抹布等。生产垃圾运回陆地交由有资质单位进行处理。

4.1.5 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表 4.1-4。

表 4.1-4 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	14306m³	14306m³	检验合格达标排海
水基钻井液钻屑	7699m³	7699m³	检验合格达标排海
生活污水	22858.50m³	22858.50m³	经生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	97.97t	97.97t	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	10.5t	0t	运回陆地处理
船舶含油污水	402.5m³	402.5m³	经处理达标后排海

4.2 施工期环境影响分析

4.2.1 水质环境影响分析

4.2.1.1 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 4.2-1　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	文昌油田群 WC8-3-B6H2 等 21 口调整井项目	/
位置	WC13-2WHPB 平台	WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB	同一海域 WC13-2WHPB 平台为相同平台
水动力	属于不正规全日潮，主浪向为 ENE，表层最大平均流速为 35.4cm/s，流向为 E，中层最大平均流速为 232cm/s，流向为 SSE，底层最大平均流速为 184cm/s，流向为 NNE。	属于不正规全日潮，主浪向为 ENE，表层最大平均流速为 35.4cm/s，流向为 E，中层最大平均流速为 232cm/s，流向为 SSE，底层最大平均流速为 184cm/s，流向为 NNE。	一致
水深	约 117m	110~150m	基本一致
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 270m³，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
排放位置	海面表层排放	6 个平台均为海面表层排放	一致
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。0m~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）；10m~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；停止排放后恢复到一类水质的时间约为 8h。

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，建表

4.2-2 和表 4.2-3。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。

表 4.2-2　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 4.2-3　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

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 0m~10m 层和 10m~20m 层，其余层无悬浮物超标面积。0m~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）；10m~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 4.2-4　类比报告钻屑预测结果

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	0.140	0.003	0.002	0.31	3
	10m~20m 层	0.053	0	0		

表 4.2-5　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。

4.2.1.2 沉积物环境影响分析

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，“0m~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。

4.2.2 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、钻井液排海的悬浮物对浮游生物、底栖生物、渔业资源造成的损害。

4.2.2.1 计算方法

（1）悬浮物扩散造成的生物资源损失计算方法

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/km^2）、个平方千米（个/km^2）、千克平方千米（kg/km^2）；

S_j—某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km^2）；

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

n—某一污染物浓度增量分区总数。

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

的损失率取值见表 4.2-6。

表 4.2-6　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/km^2，幼鱼平均资源密度为 23724 尾/km^2；头足类成体平均资源密度为 224.28kg/km^2，幼体为 7428 尾/km^2；虾类成体平均资源密度为 11.31kg/km^2，幼体为 1665 尾/km^2；蟹类成体平均资源密度为 12.34kg/km^2，幼体为 510 尾/ km^2。虾姑类成体平均资源密度为 0.04kg/km^2，幼体为 7 尾/ km^2。秋季鱼卵平均密度为 0.551 粒/m^3；仔稚鱼的平均密度为 0.357 尾/m^3。

（2）占用海域造成的底栖生物资源损失计算方法

$$W_i = D_i \times S_i$$

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）。

4.2.2.2 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。

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/m^2。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 0.096km^2，则 5 个平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过 0.48 km^2，损失率按 100%计，则 5 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 1.002t。

4.2.2.3 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 65 批次，根据类比预测结果，钻井液对水质的影响主要在 0m~10m、10m~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。计算结果见表 4.2-7。

表 4.2-7　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/km^2		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	0.267	0.551 粒/m^3	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		30			
	Bi≥9 倍	0.009		50			
仔稚鱼	Bi≤1 倍	0.267	0.357 尾/m^3	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		30			
	Bi≥9 倍	0.009		50			
幼鱼	Bi≤1 倍	0.267	23724	5	*	*	*

	1＜Bi≤4 倍	0.082	尾/km²	10			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		30			
	Bi≥9 倍	0.009		50			
头足类幼体	Bi≤1 倍	0.267	7428 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		30			
	Bi≥9 倍	0.009		50			
虾类幼体	Bi≤1 倍	0.267	1665 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		30			
	Bi≥9 倍	0.009		50			
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.267	510 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		30			
	Bi≥9 倍	0.009		50			
虾姑类幼体	Bi≤1 倍	0.267	7 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		30			
	Bi≥9 倍	0.009		50			
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.267	670.71 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		10			
	Bi≥9 倍	0.009		20			
头足类成体	Bi≤1 倍	0.267	224.28 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		10			
	Bi≥9 倍	0.009		20			
虾类成体	Bi≤1 倍	0.267	11.31 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		10			
	Bi≥9 倍	0.009		20			
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.267	12.34 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		10			
	Bi≥9 倍	0.009		20			
虾姑类成体	Bi≤1 倍	0.267	0.04 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.082		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.018		10			
	Bi≥9 倍	0.009		20			

（2）钻屑

本项目调整井计划最早开钻时间为 2024 年 11 月 1 日，各调整井随完井随投产，全部投产计划时间为 2025 年 8 月 30 日。根据各平台施工时序安排，以 15 天为 1 个影响周期，则总计约为 34 周期，其中 2024 年 11 个周期，2025 年 23 个周期，年平均 17 个周期，详见表 4.2-8。

表 4.2-8　施工期钻井液排放造成的渔业资源损失周期情况

序号	平台	井名	钻完井天数	拟开钻时间	计入损失周期天数	排放周期
1	文昌 8-3 油田	WC8-3-B6H2	30	2025/1/1	*	*
2		WC8-3-B5H1	30	2025/1/10		
3		WC8-3-B8H1	30	2025/1/20		
4	文昌 13-2 油田	WC13-2-B16H1	30	2025/2/1	*	*
5		WC13-2-B18H1	30	2025/2/10		
6		WC13-2-B19H1	30	2025/6/1	*	*
7	文昌 13-6 油田	WC13-6-A14H	40	2024/12//1	*	*
8		WC13-6-A19H	50	2024/8/15	*	*
9		WC13-6-A21H	50	2024/8/25		
10		WC13-6-A24H	55	2025/1/1	*	*
11		WC13-6-A12H1	50	2025/1/10		
12		WC13-6-A22	45	2025/2/1		
13		WC13-6-A23	40	2025/3/1		
14		WC13-6-A25H	40	2025/4/1		
15		WC13-6-A26H	40	2025/4/10		
16		WC13-6-A27H	40	2025/4/20		
17		WC13-6-A28H	40	2025/4/30		
18	文昌 14-3 油田	WC14-3-A5M	45	2025/3/1	*	*
19	文昌 19-1 油田	WC19-1-B3S2	30	2024/11/1	*	*
20		WC19-1-B1H2	30	2024/11/10		
21		WC19-1-B8S1	30	2024/11/20		
合计						*

根据预测结果，钻屑排放造成海水水质超标范围集中在 0m~10m、10m~20m 两层。计算时各区间超标面积取两层平均值，水深取 20m，钻屑排放造成的渔业资源损失量见表 4.2-9。

表 4.2-9　本项目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	合计/（粒或 kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	0.067	0.551 粒/m³	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		30			
	Bi≥9 倍	0.002		50			
仔稚鱼	Bi≤1 倍	0.067	0.357 尾/m³	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		30			
	Bi≥9 倍	0.002		50			
幼鱼	Bi≤1 倍	0.067	23724 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		30			
	Bi≥9 倍	0.002		50			

头足类幼体	Bi≤1 倍	0.067	7428 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		30			
	Bi≥9 倍	0.002		50			
虾类幼体	Bi≤1 倍	0.067	1665 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		30			
	Bi≥9 倍	0.002		50			
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.067	510 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		30			
	Bi≥9 倍	0.002		50			
虾姑类幼体	Bi≤1 倍	0.067	7 尾/km²	5	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		10			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		30			
	Bi≥9 倍	0.002		50			
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.067	670.71 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		10			
	Bi≥9 倍	0.002		20			
头足类成体	Bi≤1 倍	0.067	224.28 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		10			
	Bi≥9 倍	0.002		20			
虾类成体	Bi≤1 倍	0.067	11.31 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		10			
	Bi≥9 倍	0.002		20			
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.067	12.34 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		10			
	Bi≥9 倍	0.002		20			
虾姑类成体	Bi≤1 倍	0.067	0.04 kg/km²	1	*	*	*
	1＜Bi≤4 倍	0.023		5			
	4＜Bi≤9 倍	0.006		10			
	Bi≥9 倍	0.002		20			

（3）施工期间渔业资源总损失

由表 4.2-7 和表 4.2-9 计算施工期间造成的渔业资源总损失量见表 4.2-10。

表 4.2-10　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	*	*	*
鱼卵/（×10⁶ 粒）	*	*	*
仔稚鱼/（×10⁶ 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，本次调整井施工造成生物资源损失金额*万元。

表 4.2-11 本项目造成的渔业损失价值估算

渔业资源	损失量	损失折算系数	折算损失量	单价	补偿倍数	损失金额/万元
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）	*	*	*	*	*	*
合计						*

4.2.3 水文动力与地形地貌影响分析

拟建工程主要包括调整井。本项目 21 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，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。

4.2.4 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

4.3 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。

<table>
<tr><td>析</td><td>

（1）生产垃圾

本项目调整井工程包括 11 口利用预留井槽新钻井和 10 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 11 口，另 10 口侧钻井不新增生产垃圾，则年产生的生产垃圾共约 11t/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，WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB、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，生态补偿方案以及相应费用已在原项目建设中做统一考虑。

表 4.3-1　本项目投产后生产水排放量校核

<table>
<tr><th>平台</th><th>污染物</th><th>污染因子</th><th>投产后最大排放量/（m³/d）</th><th>原环评批复量/（m³/d）</th><th>是否满足</th><th>排放方式</th></tr>
<tr><td>WC8-3WHPB</td><td rowspan="5">含油生产水</td><td rowspan="5">石油类</td><td>4250</td><td>4250</td><td>满足</td><td rowspan="5">处理至含油量≤45mg/L（月均值），达标连续排放</td></tr>
<tr><td>WC13-2WHPB</td><td>18659</td><td>21304</td><td>满足</td></tr>
<tr><td>WC14-3WHPA</td><td>1150</td><td>3000</td><td>满足</td></tr>
<tr><td>WC19-1WHPB</td><td>3281</td><td>6400</td><td>满足</td></tr>
<tr><td>HYSY116FPSO</td><td>12702</td><td>18000</td><td>满足</td></tr>
</table>

（3）运营期环境风险分析

本次调整井不新增风险事故类型，调整井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。

</td></tr>
<tr><td>选址选线环境合理性分析</td><td>本项目调整井在既有平台上进行施工，不涉及选址合理性分析。</td></tr>
</table>

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施

5.1 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。

5.1.1 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暂存（本次调整井所在平台上均设有泥浆池，泥浆池容积135m^3~326m^3），之后泵输至拖轮上的船仓；不满足排放标准的钻屑回收至岩屑回收箱（容积2m^3/箱，每个平台一般设有20个，根据作业需求可增加投放量），装满后吊装至工作船上；不满足排放标准的钻井液和钻屑均按周转时间7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。

5.1.2 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。

5.1.2.1 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。

5.1.2.2 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。

5.1.2.3 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。

5.1.2.4 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。

5.1.3 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（贵港台泥东园环保科技有限公司）进行处理（见附件3）。

5.2 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。蓝圆鲹及深水金线鱼均产浮性卵，建设单位将合理安排施工计划，缩短施工周期，选择适宜的海况条件提高施工效率，严格控制排放速率，钻屑、钻井液的排放尽量避开5月产卵盛期，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	**5.3 污染防治对策措施及生态保护对策措施** **5.3.1 污染防治对策措施** 本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水、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，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。WC13-2WHPB 回注水指标满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中含油量≤10mg 的要求。 **5.3.2 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	《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）和《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》（环审〔2022〕26 号）中对 WC14-3WHPA 、

WC8-3WHPB、WC13-6WHPA、WC19-1WHPB、WC13-2WHPB 平台制定了跟踪监测计划，以平台 WC14-3WHPA 为中心，在距离平台 300m ~1000m 半径范围均匀布设 4 个监测点位，对水质、沉积物和生物生态指标进行监测。

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

5.4 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 5.4-1　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	100%	***
2	钻井液、钻屑检测费	100%	***
3	海洋生态损失补偿费用	100%	***
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	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	钻井液和钻屑及生活污水满足《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

本次工程拟在 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB 共 5 个平台部署 21 口调整井，其中 5 口为注水井，16 口为采油井。本次调整井工程以天然能量开发为主，部分井位注水补能开发。

（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接收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 0.096km2。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。

（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）本项目调整井所在平台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。蓝圆鲹及深水金线鱼均产浮性卵，建设单位将合理安排施工计划，缩短施工周期，选择适宜的海况条件提高施工效率，严格控制排放速率，钻屑、钻井液的排放尽量避开 5 月产卵盛期，最大限度降低对产卵场的影响。

本项目施工期对海洋环境的影响较小，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。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 5 个调整井平台物流集输和生产设施依托原工程，因此 6 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。各平台原油和天然气在线量情况见 1.2-1。

表 1.2-1　本项目危险化学品危险类别一览表

序号	平台	风险物质	在线量/t	临界量/t	Q	物质危险性
1	WC8-3WHPB	原油	***	***	***	第 3.2 类中闪点易燃液体
		天然气	***	***	***	第 2.1 类易燃气体
2	WC13-2WHPB	原油	***	***	***	第 3.2 类中闪点易燃液体
		天然气	***	***	***	第 2.1 类易燃气体
3	WC13-6WHPA	原油	***	***	***	第 3.2 类中闪点易燃液体
		天然气	***	***	***	第 2.1 类易燃气体
4	WC14-3WHPA	原油	***	***	***	第 3.2 类中闪点易燃液体
		天然气	***	***	***	第 2.1 类易燃气体
5	WC19-1WHPB	原油	***	***	***	第 3.2 类中闪点易燃液体
		天然气	***	***	***	第 2.1 类易燃气体

本次调整井相关平台危险物质数量与临界量比值 Q=0.0546＜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、平台工艺管线泄漏、船舶碰撞燃料油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 5 个平台实施 21 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表 3.1-1。

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 5 个平台共实施 21 口调整井，5 口注水井，16 口为采油井。根据上表估算，16 口生产井发生井涌的概率为 4.64×10^{-5} 次/a、发生井喷的概率为 4.16×10^{-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

本次调整井工程涉及的 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB 平台均为井口平台，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，上述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。本项目为调整井项目，不新增其他设施设备，平台火灾爆炸不属于本项目的新增风险。

（3）船舶燃料油泄漏

本项目施工期新增使用 1 条支持船舶，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表 3.1-2。

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）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。

（5）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。

（7）最具代表性事故分析

根据上述分析，本次调整井工程的风险事故主要包括井喷/井涌、火灾/爆炸、船舶燃料油泄露、平台工艺管线泄露和地质性溢油风险事故。最具代表性事故为井喷/井涌。

3.2 地质性溢油风险分析

文昌油田群位于南海北部大陆架西区的珠江口盆地内，油气田投产以来一直处于安全生产状态。为确保油田进一步安全生产，结合调整井工程方案，本次地质性溢油风险分析针对文昌8.3油田、文昌13-2油田、文昌13-6油田、文昌14-3油田、文昌19-1油田，对可能导致的油气田地质性溢油风险因素进行了排查。

3.2.1 文昌 8-3 油田

3.2.1.1 地质概况

文昌8-3油田位于中国南海北部海域，珠江口盆地西部珠三坳陷的琼海低凸起末

端。距海南省文昌市区约150km，距广东省湛江市区约240km，距文昌13-1油田约19km，距文昌9-2凝析气田约25km。油田范围为东经*，北纬*，地理位置见图3.2-1。

图 3.2-1 文昌 8-3 油田地理位置图

文昌8-3油田主体区位于珠江口盆地珠三坳陷的琼海低凸起倾末端，油田范围内所有断层均为正断层，其断层走向主要有三组：近E-W走向的断层、NE-SW走向的断层和NW-SE走向的断层。

3.2.1.2 开发状况

文昌 8-3 油田东块动用地质储量 580.64×$10^4$$m^3$，现有开发井网 8 采，主力油组为ZJ1II中、ZJ1II下油组，为边底水驱动油藏，地层能量充足。截至 2023 年 12 月，文昌 8-3 油田东块累计产油***m^3，日产油***m^3/d，综合含水率***%，采出程度为***%。

3.2.1.3 地质性溢油风险因素排查

（1）断层因素分析

文昌 8-3 油田范围内所有断层均为正断层，纵向上各油组具有继承性，其断层走向主要有三组：近 E-W 走向的断层、NE-SW 走向的断层和 NW-SE 走向的断层。

从断层的规模和对构造的控制作用来看，文昌 8-3 油田东块构造范围内共有六条主要断层：F6、F7 断层断距大、延伸长，F8 断层断距较大、延伸长度短，这三条断层对该区北部构造的油水分布起控制作用；F8 断层同时也是南部构造的边界断层，F9、F10 断层断距大，延伸长，对构造的形成有控制作用，为本构造的南翼边界断层；F2 断距较大，延伸较长，为本构造的西部边界断层。对构造形态和油水分布有控制作用，各主要断层的要素见表 3.2-1。

表 3.2-1 文昌 8-3 油田构造断层要素表

井区	断层编号	断层名称	断层性质	断开层位	是否通天断层	目的层最大断距	断层产状				钻遇井号（本次调整井）
							走向	倾向	倾角	延伸长度	
						m			°	km	
东块	10	F6	正断层	T40~T70	否						—
	11	F7	正断层	T20~T70	否						—
	12	F8	正断层	T40~T70	否						B2H、B3H、B4H、B5H
	13	F9	正断层	T20~T70	否						—
	14	F10	正断层	T20~T70	否						—
	15	F11	正断层	T40~T41	否						—
	16	F12	正断层	T40~T41	否						B7H
	17	F13	正断层	T40~T41	否						WC8-3-2

文昌 8-3 油田无通天断层，断层距离海底约 200m，在前期钻井过程中，未发生漏失现象，且是利用天然能量开发油藏，开发属于泄压的过程，通过断层溢油的风险可能性小。

为进一步做好风险预案，钻井过程中，加强井斜方位数据监控扫描、录井岩屑观察和随钻测井跟踪，及时发现是否钻至断层，适当提高封堵材料使用量，做好防范措施，同时钻进及固井过程中要控制好参数，避免压力激动压漏地层以及控制好 ECD 避免断层漏失。

（2）储层连续性

本次调整的B6H2井目的层为E1井区$ZJ_1II_{下}$油组，发育滨外砂坝沉积，砂坝展布方向为NW-SE向，储层厚度***m，砂体厚、规模大，物性好，天然能量充足。本次调整的B5H1、B8H1井目的层为E2井区$ZJ_1II_{中}$油组，发育滨外浅滩沉积，储层薄，厚度在***m之间，砂体规模相对较小，在油藏范围内相对连续，物性好，水体能量弱（见图3.2-2）。

图 3.2-2　文昌 8-3 油田东块珠江组一段区域连井对比图

（3）注水井井口压力排查

本次开发的文昌 8-3 油田调整井无注水井。

（4）地层压力排查

本次调整井 B6H2 位于 E1 井区 ZJ1II 下油组，调整层位为正常压力系统，原始压力系数***，目前压力系数***，略低于原始地层压力。

调整井 B5H1、B8H1 位于 E2 井区 ZJ1II 中油组，调整层位为正常压力系统，原始压力系数***，目前压力系数***，目前地层压力较低，本次调整计划 B1H 井转注补充能量。

3.2.1.4 本次调整井情况

本次调整井 B6H2 位于 E1 井区 ZJ1II 下油组，调整层位为正常压力系统，原始压力系数***，目前压力系数***，略低于原始地层压力。

调整井 B5H1、B8H1 位于 E2 井区 ZJ1II 中油组，调整层位为正常压力系统，原始压力系数***，目前压力系数***，目前地层压力较低，本次调整计划 B1H 井转注补充能量。

3.2.2 文昌 13-2 油田

3.2.2.1 地质概况

文昌13-2油田位于海南省文昌市以东132km的南海海域，东经***，北纬***，距文昌13-1油田约7km（图3.2-3）。油田范围内平均水深约117m。

图 3.2-3 文昌 13-2 油田区域示意图

文昌 13-2 构造是在基底隆起的基础上发育的低幅披覆背斜构造，构造完整平缓；两翼的倾角均下陡上缓，各油组构造特征在纵向上继承性较好。构造轴向与地震主测线方向一致，为北北西向。文昌 13-2 构造受张扭应力场的作用形成了一系列雁行排列的中小规模的断层。所有断层都是正断层，呈两组雁行式排列，水平方向延伸长度短，断面直，倾角大，垂直断距小，断层主要集中在构造西部和北部，圈闭内部断层极少。断层走向基本一致，以北西西走向的断层为主（图 3.2-4）。

文昌13-2油田储层为珠江组一段和珠江组二段。珠江组二段为以潮坪沉积为主，储层岩性以中～细砂岩为主；珠江组一段下部为滨～浅海沉积，储层以临滨砂坝为主，岩性亦以中～细砂岩为主；珠江组一段上部为浅海沉积，主要以石英粉砂岩为主，粒级以粉砂岩、极细砂岩为主，部分为细砂岩。文昌13-2油田由下向上分为***油组。文昌13-2油田总体上属高孔中高渗储层，自下向上物性变差。其中，珠江组一段上部以浅海席状砂相为主，颗粒细，泥质含量较高，物性相对较差，岩心平均孔隙度***%，平均渗透率***，多为高孔、中低渗储层。文昌13-2油田ZJ1-1油组***油组的原油属于轻质原油，珠江一段下部及珠江二段(***为中质油。溶解气中CO_2含量低，重烃(C_2+C_3)含量高。

图 3.2-4 文昌 13-2 油田 ZJ1-1L 油组油层顶面构造等值线图

文昌 13-2 油田主要为受构造控制的背斜构造油藏，纵向上每个油组作为一个油藏单元，具有独立的油水系统。驱动类型为边水驱、底水驱，部分油藏（如 ZJ1-6 油组）虽为底水油藏，但是由于油层下部隔夹层发育，对底水锥进有一定抑制作用，表现为边水驱动或边底水复合驱动（图 3.2-5）。油藏中部埋深***m，其中主力油组***油组高点埋深***m，中部埋深***m，为背斜构造控制的边水油藏。文昌 13-2 油田各油藏均为正常压力系统，地层压力为***MPa，压力系数为***。油田为统一的温度

系统，地层温度为***℃，地温梯度为***℃/100m。

文昌13-2油田地面原油性质较好，原油性质具有“五低”的特点，即原油粘度低、含硫量低、含蜡量低、胶质含量低、沥青质含量低，凝固点范围为***℃。

图 3.2-5 文昌 13-2 油田珠江组油藏剖面图

本次共部署3口水平调整井，调整井B16H1目的层为ZJ1-7L油组，调整井B18H1目的层为WC13-1E-4d井区ZH1-1油组，调整井B19H1（注水井）目的层为ZJ1-1L油组。ZJ1-7L油组原油属于轻质原油，地下原油密度（***）g/cm^3，地下原油粘度（***）mPa·s；ZH1-1油组原油属于中质原油，地层原油密度***g/cm^3，地面原油密度***g/cm^3，气油比***m^3/m^3，粘度***mPa·s；ZJ1-1L油组属于轻质原油，地面原油密度（***）g/cm^3，地下原油粘度***mPa·s。

ZJ1-7L油组探明地质储量***，目前采出程度***%，油组1、2小层间泥质夹层发育，A17h井仅钻遇1小层，未钻遇小层间泥岩夹层，2小层北部只有A1、A8井过路生产，2小层北部动用程度为***%，采出程度低，剩余油富集，因此计划在ZJ1-7L油组北部部署一口水平井B16H1井挖潜剩余油。

WC13-1E-4d井区ZH1-1油组属于新发现油组，探明地质储量***t（30.65×10^{4}m^3），目前无井生产，可利用文昌13-2平台低效井B21H井侧钻调整井进行开发。

ZJ1-1L油组探明地质储量***，油组压力系数低（0.58），由于南部B22H井物性差，吸水指数低，解堵后注水效果不理想，本井井注入量仅***m^3/d（远低于油藏配注量***m^3/d)，因此计划侧钻B22H井至风暴砂侧缘，构造位置高、储层厚度大、物性好的位置，注水补能。

3.2.2.2 开发状况

文昌13-2油田共有A、B两个平台。ODP设计11口定向生产井，开发主力油层***，2002年7月7日开始生产。2006年开始开发低渗油组***油组，新增8口调整井。2019年～2020年综合调整项目实施，新增15口调整井。截至2024年3月，文昌13-2油田共有45口生产井，平均日产油***m^3/d，综合含水率***%，累计产油***^{4}m^3，采出程度***%。

3.2.2.3 地质性溢油风险因素排查

（1）断层因素分析

文昌 13-2 油田所有断层均为正断层，断层具有如下特征：

①所有断层都是正断层，珠江组含油范围内断层不发育，因受同一应力场作用，断层走向与构造轴向接近。

②在平面上，断层呈雁行式排列，延伸长度短，水平断距小。在垂向上，断层直，倾角大，垂直断距小，同一倾向的断层彼此接近于平行。

表 3.2-2　文昌 13-2 油田断层要素表

井区	断层编号	断层名称	断层性质	断开层位	是否通天断层	目的层最大断距 m	断层产状				钻遇井号（本次调整井）
							走向	倾向	倾角 °	延伸长度 km	
文昌 13-2 油田	1	F1	正	粤海组～基底	否						—
	2	F2	正	粤海组～基底	否						—
	3	F3	正	粤海组～基底	否						—
	4	F4	正	粤海组～基底	否						—
	5	F5	正	粤海组～基底	否						—
	6	F6	正	韩江组～基底	否						—
	7	F7	正	韩江组～基底	否						—

文昌 13-2 油田内部断层主要为大断层形成时受张裂运动形成的一系列中小规模的断层，数量较多，但规模均中等偏小。区域内没有直通海底的断层，断层距海底约 320m。高渗层利用天然能量开发油藏开发属于泄压的过程，通过断层溢油的风险小。中低渗层前期主要为衰竭开发，目前采用注水补充能量开发，自 2020 年 9 月份注水以来，并没有出现溢油情况。本项目调整井均利用现有平台实施，目标层位均为已钻井区块（包括采油井和注水井），未出现溢油情况，因此断层溢油的风险小。

为进一步做好风险预案，钻井过程中，加强井斜方位数据监控扫描、录井岩屑观察和随钻测井跟踪，及时发现是否钻至断层，适当提高封堵材料使用量，做好防范措施，同时钻进及固井过程中要控制好参数，避免压力激动压漏地层以及控制好 ECD 避免断层漏失。

（2）储层连续性

本次共部署 3 口水平调整井，调整井 B16H1 目的层为 ZJ1-7L 油组，调整井 B18H1 目的层为 WC13-1E-4d 井区 ZH1I油组，调整井 B19H1（注水井）目的层为 ZJ1-1L 油组。从珠江组二段至一段整体为持续的海侵，由潮坪相过渡至滨浅海相，其中 ZJ1-7L 油组为为浪控型滨岸沉积特征，主要发育临滨砂坝和临滨浅滩微相；ZJ1-1L 油组为浅海背景下发育的风暴砂沉积，物源主要来自构造东南方向。南部发育风暴

砂主体/侧缘沉积，向北部过渡为滨外浅滩沉积。珠海组一段为受神狐隆起屏蔽的古海湾中沉积的潮坪复合体，珠海组一段储层有利相带主要分布在砂坪相，ZH1-1 油组为潮坪相沉积，主要发育潮下坪、潮间坪微相。

（3）注水井井口压力排查

文昌 13-2 油田目前共有 5 口注水井 A18H 井、B4H 井、B22H 井和 B23H 井。注水井注水层位为生产井生产层位，主要目的是保持地层压力，提高油田采收率。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。

A18H井注水层位为ZJ1-1L油组，井口注入压力为6.2MPa～6.9MPa。

B4H井采用油套分注，ZJ1-2U/3U油组为合注，井口注入压力为9.9MPa～10.0MPa，ZJ1-1L油组为单层注水，井口注入压力为8.1MPa。

B22 井采用油套分注，注水层位 ZJ1-1L 油组采用油管注水，ZJ1-1U 油组采用套管注水，井口注入压力 10.0MPa。

B23 井采用油套分注，注水层位 ZJ1-3U 油组采用油管注水，井口注入压力 10.0MPa；ZJ1-1U/1L/2U 油组采用套管注水，井口注入压力 3.9MPa。

（4）注采比排查

文昌13-2油田目前注水层位为ZJ1-1U油组、ZJ1-1L油组、ZJ1-2U油组与ZJ1-3U油组，ZJ1-1U油组目前地层压力系数***，瞬时注采比***，压力保持水平较高。ZJ1-1L油组目前地层压力系数仅***，目前瞬时注采比***，设计合理地层压力保持水平***左右，不会出现超注现象。ZJ1-3U油组目前地层压力系数***，目前瞬时注采比***。

文昌13-2油田本次2口调整井调整层位为***油组，不涉及注水层位调整。

（5）注采层位排查

文昌13-2油田主要生产层位为ZJ1-1L油组、ZJ1-3U油组、ZJ1-6油组与ZJ2-1U油组，主要为层状边水构造油藏，本油田注水层位与油井生产层位相同。注水井用于维持油藏地层压力，保证油藏产液量和产油量。油田采用不规则井网开发，油田储层发育，横向展布较稳定，储层物性较好，孔隙度范围***%，渗透率***mD，油水井之间连通性较好，不存在“只注无采”的现象（表3.2-3）。

表 3.2-3 本项目过路层位注水井与采油井的注采对应关系

油田	油组（砂体）	注水井	采油井
文昌 13-2 油田			

（6）地层压力排查

文昌13-2油田ZJ1-1L油组采用注水开发，目前测试地层压力系数仅0.58，远低于原始地层压力；ZJ1-2U油组采用注水开发，目前测试地层压力系数0.61，远低于原始地层压力；ZJ1-4油组目前采用天然能量开发，目前测试地层压力系数0.78，生产过程平均地层压力始终低于原始地层压力；ZJ1-2L油组采用天然量开发，目前测试地层压力系数0.85，略低于原始地层压力。本次调整计划涉及层位均为正常压力系统，且现阶段开采压力均低于原始地层压力。

3.2.2.4 本次调整井情况

本次新增3口水平井，采油井两口（B16H1、B18H1），注水井1口（B19H1）。设计B16H1井调整ZJ1-7L油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d，设计B18H1井WC13-1E-4d井区ZH1I油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d，设计B19H1井为注水井，注水层位为ZJ1-1L油组，配注***m^3/d。

3.2.3 文昌 13-6 油田

3.2.3.1 地质概况

文昌13-6油田位于南海北部大陆架珠江口盆地西部珠三拗陷琼海低凸起东部，西南距离文昌13-1油田约7km，距离文昌13-2油田约13km，地理位置图见图3.2-6。油田所在海域水深约116m，年平均气温26℃。

图3.2-6 文昌13-6油田地理位置图

珠江口盆地是南海北部大陆边缘的一个以新生代为主要发育期的张性盆地。在珠江口盆地西部有3个一级构造单元，分别是北部隆起、珠三拗陷、神狐隆起，珠三拗陷可进一步分为四个凹陷和二个凸起。琼海凸起西接琼海凹陷和海南隆起，东邻文昌B凹陷，文昌13-6油田就位于琼海凸起东部。它是在渐新世之后盆地从早期张裂断陷转入稳定的凹陷阶段，即琼海凸起形成以后接受的海相沉积，见图3.2-7。

图3.2-7 文昌13-6油田ZJ1-3U油组顶面等t0图

文昌13-6油田含油层段位于新近系中新统珠江组，为珠江组一段和珠江组二段两大套含油层系。从油田储量计算和开发的需要出发，根据储层岩性组合特征、沉积旋回对比、分级控制，并结合地震砂体追踪、油气水分布情况，珠江组一段纵向上由上至下可划分为13个油组，即Z***油组是主力油层。珠江组纵向上为一个持续海

进的沉积层序，由珠江组二段潮汐滨海相向珠江组一段波浪滨海相、浅海相逐渐过渡，层层超覆，逐渐向盆地边缘迁移，沉积体系不断后退。珠江组二段的储层为潮坪沉积环境下的砂坪相、潮道相以及部分混合坪相，ZJ2-1U油组主要为被潮道切割叠置的砂坪沉积；珠江组一段下部储层（ZJ1-4~ZJ1-7油组）为临滨环境下的临滨砂坝、下临滨席状砂，砂体分布较稳定；上部储层（ZJ1-3U、ZJ1-3L油组）主要为浅海相水下浅滩席状砂（图3.2-8）。

图3.2-8 文昌13-6油田油藏剖面图

文昌 13-6 油田本次珠江组二段增加两口口开发评价井 A22，A23，一口生产井 A14H，一口水平分支井 A12H1。A22 井落实 WC13-6S-1 井区 ZJ2-1U、ZJ2-1L1、ZJ2-1L2、ZJ2-2U1、ZJ2-2U2、ZJ2-2L、ZJ2-3U、ZJ2-3L、ZJ2-4、ZJ2-5 高部位储量规模的不确定性，A23 井落实块 6 井区 ZJ2-1L、ZJ2-2L、ZJ2-3U、ZJ2-4U、ZJ2-5U、ZJ2-6L、ZJ2-7 油组储量规模，评价成功可以转产，实现资源向产量快速转化。A14H 井加密 WC13-6N-2 井区 ZJ2-2L 油组。珠江组一段 ZJ1-3U 和 ZJ1-3L 油组在细分小层的前提下，于低渗区域 ZJ1-3U-1，ZJ1-3U-2，ZJ1-3L-1，ZJ1-3L-2 小层部署 7 口水平井，以试验低渗疏松砂岩储层的开发效果，同时提高 13-6 油田主力油组的动用率及采出程度。

3.2.3.2 开发状况

文昌 13-6 油田设有 1 座井口平台 WC13-6A，目前生产 2 个井区，S1 井区有 3 口开发井（2 口在生产），N2 井区有 5 口开发井（3 口在生产）。截至 2024 年 2 月 29 日，全油田日产液***m^3/d，日产油***m^3/d，累产油***m^3，采出程度***%，综合含水***%。

3.2.3.3 地质性溢油风险因素排查

（1）断层因素分析

文昌 13-6 构造位于琼海凸起上东倾没端，是在琼海凸起基岩隆起背景上发育起来的为一个受近东西向展布断层控制和基底地形及差异压实作用的断鼻、断块构造。受中新世早期区域挤压扭动应力作用，在琼海凸起东段发育一系列雁列式断层，文昌 13-6 受东西向断层分割为南、北两块，即文昌 13-6N 构造和文昌 13-6S 构造。其中文昌 13-6N 构造类型主要为断鼻构造，文昌 13-6S 构造类型主要为断块构造。各

块构造圈闭的叠合性均较好，从下到上圈闭闭合幅度及圈闭面积有变大的趋势。圈闭构造要素见表 3.2-4。

表 3.2-4　文昌 13-6 油田主要断层要素表

区块	断层编号	断层名称	断层性质	断开层位	目的层断距 m	断层产状			钻遇井号
						走向	倾向	延伸长度 km	
文昌 13-6 油田	1								
文昌 13-6 油田	2								
文昌 13-6 油田	3								
文昌 13-6 油田	4								
文昌 13-6 油田	5								
文昌 13-6 油田	6								
文昌 13-6 油田	7								
文昌 13-6 油田	8								
文昌 13-6 油田	9								
文昌 13-6 油田	10								

13-6油田含油范围内所有断层都是正断层。在平面上，断层呈雁行式排列，延伸长度短，水平断距小。在垂向上，断层直，倾角大，垂直断距小，同一倾向的断层彼此接近于平行。多数断层从基底一直断至珠江组顶，断层断开的各层断距基本一致，未见同生断层。因受同一应力场作用，断层走向基本一致，以北西西走向的断层为主。

（2）储层连续性

A14H、A12H、A22 及 A23 井目的层为珠江组二段，发育潮坪沉积，潮道和沙坪砂岩纵向多期叠置，储层厚度大，地层连续性好，沙坪砂体横向分布较稳定且连通性好。珠江组二段共划分 10 个油组，各油组均发现油层或有油气显示，以含油水层为主 A19H、A21H、A24H、A25H、A26H、A27H、A28H 井目的层为珠江组一段，发育滨外浅滩及滨外砂坝，地层连续性好，砂体横向分布较稳定且连通性好。

（3）地层压力排查

文昌13-6油田目前采用天然能量开发，本次调整计划涉及层位均为正常压力系统，现阶段开采压力低于原始地层压力。

3.2.3.4本次调整井情况

文昌 13-6 油田本次增加 11 口井，其中采油井 8 口，注水井 3 口。设计 A12H1 井调整 ZJ2-3U 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A14H 井调整 ZJ2-2L 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A19H 井调整 ZJ1-3U 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A21H 井调整 ZJ1-3U 油组，配注***m^3/d。设计 A22 开发评价井评价 ZJ2-1~ZJ2-6L 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A23 开发评价井评价 ZJ2-1~ZJ2-7 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A24H 井调整 ZJ1-3L 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A25H 井调整 ZJ1-3L 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A26H 井调整 ZJ1-3L 油组，配注***m^3/d。设计 A27H 井调整 ZJ1-3L 油组，配产***m^3/d，初期平均日产油***m^3/d。设计 A28H 井调整 ZJ1-3L 油组，配注***m^3/d。

3.2.4文昌14-3油田

3.2.4.1 地质概况

文昌14-3油田位于海南省以东的南海海域，距海南岛文昌市约158km，处于珠三坳陷文昌A凹陷西南部、珠三南断裂西南段下降盘上，距西南边的文昌19-1油田29.3km，距东南边文昌15-1油田23.0km，离西北方向的文昌8-3油田18.0km，往北3.4km为文昌14-1构造，文昌14-3油田含油范围为东经112°16′9″～112°17′4″，北纬19o37′9″～19°38′13″，该油田范围内水深为122.6m。年平均气温26℃，海水平均温度24℃（图3.2-9）。

图3.2-9 文昌14-3油田区域概括示意图

文昌 14-3 油田位于珠三南大断裂下降盘，紧邻珠三南大断裂，是文昌 14 构造带南部的一个具滚动性质的穹隆背斜和半背斜构造。古近系的珠海组是受控于珠三南大断裂的具滚动性质的半背斜构造，近北东走向，构造形态上下继承性好，含油气范围内发育东西两个高点，以西高点为主，从下往上，高点略向西南方向偏移。新近系的珠江组二段上部地层是较完整的背斜构造，下部局部受珠三南大断裂控制，构造形态为略呈北东向延伸的椭圆形，构造相对完整，继承性好。油田范围内所有断层均为正断层，其断层走向主要有两组：一组是珠三南大断裂，走向为 SW-NE 向，为多期活动的走滑同生断层，断开了 T50 以下的地层，另一组断层是晚渐新世发育的近 E-W 向的断层，对本构造的破坏和控制较小（图 3.2-10 和图 3.2-11）。

文昌 14-3 油田主要含油气层位为珠江组二段、珠海组一段、珠海组二段、珠海

组三段。珠江组分为珠江组一段、二段和三段，珠海组分为珠海组一段、二段和三段。其中珠江组二段划分为***等 4 个气组，珠海组三段划分为***等 5 个气组。珠海组三段、二段主要发育扇三角洲前缘水下分流河道、河口坝和席状砂沉积微相，岩性以含砾粗砂岩、细砂岩为主；珠海组一段、珠江组二段沉积时期受潮汐作用影响，主要发育潮汐水道、潮汐砂坝、砂坪和混合坪沉积，潮汐水道砂体为正粒序特征，单层砂体较厚，岩性以细砂岩、含砾砂岩为主，潮汐砂坝为反粒序特征，岩性以细砂岩、粗砂岩为主，砂坪沉积以细砂岩为主。混合坪为薄层砂岩，岩性以粉砂岩、泥质粉砂岩为主。珠江组：含油层位珠江组二段，无岩心与壁心，测井解释孔隙度***为低孔、中渗储层。

文昌 14-3 油田原油性质具有“7 低”特征，***，属于轻质油。

WC14-3-1 井区珠江组二段为受断层及构造控制的断背斜油藏，驱动类型为边底水驱动。珠海组一段顶部 $ZH_1II_{上}$油组、$ZH_1II_{下}$油组为受构造+岩性控制的油藏，驱动类型为边水驱、溶解气驱动；ZH_1III气组为构造控制的凝析气藏，驱动类型为边水驱；珠海组二段顶部 $ZH_2I_{上}$气组为构造控制的凝析气藏，驱动类型为边水驱，$ZH_2I_{下}$气组为构造控制的凝析气藏，驱动类型为边水驱。WC14-3N-1d 井区珠海组一段顶部 $ZH_1II_{下}$油组为受构造控制的油藏，驱动类型以溶解气驱为主，ZH_1III气组为构造控制的凝析气藏，驱动类型为边水驱；珠海组二段、三段均为受构造控制的凝析气藏，驱动类型均为边水驱动。各油组属于正常温压系统，压力系数 1.00～1.07，地层压力 16.270MPa～27.592 MPa，地层温度 83.6℃～120.8℃，地温梯度为 3.17℃/100m。

本次部署 A5M 调整井，目的层为 ZH1II下油组，发育潮坪沉积，探明储量 97.23 万方，目前采出程度 6.3%，分析认为 ZH1II下油组 1 井区北部剩余油富集，因此计划在 ZH1II下油组北部部署一口水平井 A5M 井挖潜剩余油。

3.2.4.2 开发状况

文昌14-3油田动用地质储量***m^3，现有开发井网4采，生产ZJ2I、ZJ2II、ZJ2III、ZJ2V、ZJ2VI和ZH1II下油组，为边水驱动油藏，地层能量较充足。截至2023年12月，文昌14-3油田累计产油******m^3，日产油***m^3/d，综合含水率***%，采出程度为***%。

3.2.4.3 地质性溢油风险因素排查

（1）断层因素分析

珠江口盆地的构造演化主要经历了早期的张裂断陷阶段和晚期的以裂后沉降为

主的拗陷阶段，文昌 14-3 构造的断层就是在其构造演化过程中产生的，它们具有如下特征：

①油田范围内所有断层均为正断层，其断层走向主要有两组：一组是珠三南大断裂 F，走向为 SW-NE 向，为多期活动的走滑同生断层，断开了 T50 以下的地层，另一组断层是晚渐新世发育的近 E-W 向的断层，对本构造的破坏和控制较小。

②从断层的规模和对构造的控制作用来看，油田范围内共有三条主要断层：珠三南大断裂 F 断距大，延伸长，对构造的形成有控制作用，为本构造的南翼边界断层；断层 F1 发育在珠海组地层，断层断距小，延伸不长，但是该断层对珠海组的含油气范围起一定的控制作用；断层 F2 为一发育在珠海组地层的断层，该断层断距小，延伸也不长，该断层对油田的影响不小，在珠海组将油藏分为不同的探明级别；其它断层基本不影响本油田的油气分布。各主要断层的要素详见表 3.2-4。

表3.2-4　文昌14-3油田主要断层要素表

井区	断层名称	断层性质	断开层位	目的层最大断距/m	断层产状				钻遇井号（本次调整井）
					走向	倾向	倾角 °	延伸长度 km	
文昌14-3油田	F	正							
	F1	正							
	F2	正							
	F3	正							

（2）储层连续性

调整井目的层为珠海组一段，沉积时期受潮汐作用影响，主要发育潮汐水道、潮汐砂坝、砂坪和混合坪沉积。地形发育较缓，砂体分布范围广泛，发育稳定，地层连续性好，沙坪砂体横向连通性好。珠海组一段共划分4个油组，$ZH_1II_{上}$及$ZH_1II_{下}$油组发现油层或有油气显示，以油层为主。

（3）地层压力排查

文昌14-3油田本次调整井A5M位于$ZH_1II_{下}$油组，调整层位为正常压力系统，原始压力系数1.01，目前压力系数0.95，略低于原始地层压力。

（4）本次调整井情况

文昌14-3油田$ZH_1II_{下}$油组部署A5M调整井，动用储量***m^3，推荐A5M井配产***m^3/d，预计可累增油***m^3，动用储量采收率***%。

3.2.6 文昌 19-1 油田

3.2.6.1 地质概况

文昌19-1油田位于南海北部大陆架珠江口盆地西部珠三坳陷的文昌B凹陷中部东侧，珠三南大断裂带西侧，坐标为东经***，北纬***（图3.2-10）。

图3.2-10 文昌19-1油田地理位置图

文昌19-1油田共有4个在生产区块，依次为南块2、5井区，中块1、6井区，北块（N1、C3井区、C4井区）及文昌19-6区块，共建有A平台、B平台和C平台3座生产平台，其中中块1、6井区及文昌19-6区块采用A平台生产，南块2、5井区采用B平台生产，文昌19-1油田北块采用C平台生产。该油田所处海域水深约125m。

文昌19-1油田珠江组是低幅背斜构造，构造相对完整平缓，具有圈闭面积大，闭合幅度小的特点。珠海组、恩平组、文昌组构造特征为受构造挤压和断层控制而成的断鼻、断块构造。受断层影响较大，构造的形成、油气聚集成藏多与断裂活动有关；构造较陡，具有圈闭面积小，闭合幅度大的特点。

图3.2-11 文昌19-1油田中块和南块珠江组、珠海组油藏剖面图

油田内所有断层均为正断层。珠江组含油范围内断层不发育，因受同一应力场作用，断层走向与构造轴向接近垂直。在平面上，断层呈雁行式排列，延伸长度短，水平断距小。在垂向上，断层倾角大，垂直断距小，同一倾向的断层彼此接近于平行。珠海组、恩平组、文昌组含油范围内断层较为发育，主断层断距大，延伸较长，且次一级小断层相对发育，对油水分布具有控制作用。

文昌19-1油田的储层段文昌组一段到韩江组整体上是一个持续海进的沉积层序，由文昌组一段、恩平组、珠海组扇三角洲相向珠江组滨岸相、浅海相逐渐过渡。其中文昌组一段、恩平组、珠海组储层以扇三角洲沉积为主，珠江组二段下部储层为三角洲前缘沉积，珠江组二段上部储层以临滨滩坝沉积为主，珠江组一段储层以滨外砂坝沉积为主。文昌19-1油田珠江组、珠海组、恩平组一段储层为中～高孔、中～特高渗储层，恩平组二段和文昌组一段储层整体为低～中孔、低～特低渗储层。受沉积及成岩作用的控制，纵向上各油组和不同的沉积相组合储层物性具有一定的差异。本次调整层位为WC19-3-3d井区文昌组一段***油组，测井解释该井区文昌组一段储层孔隙度***%，平均值***%，中值***%，渗透率***D，平均值***D，中值***D，

属于低孔、低渗储层。油藏类型属于构造边水油藏，驱动类型为边水驱动。

3.2.6.2 开发状况

文昌19-1油田于2008年投产，投产初期由A、B两个平台生产开发，2013年文昌19-1油田N1、C3井区投产，由C平台开发。截至2024年2月，文昌19-1油田A、B、C平台共有生产井31口50（眼）(水平井25井眼，定向井25井眼)，目前开井28口，日产油******t（2044m^3），综合含水率90.4%，累产油***t（***m^3），采出程度***%。其中2、5井区和1、6井区目前处于开发中后期，采出程度分别达到***%与***%，日产液量大，产油量相对较小，含水率较高。文昌19-6区动用探明地质储量采出程度***%，综合含水***%。N1、C3井区采出程度为***%，综合含水率***%。

3.2.6.3 地质性溢油风险因素排查

（1）断层因素分析

珠江口盆地是南海北部大陆边缘的一个以新生代为主要发育期的张性盆地，其构造演化分为两大阶段，早期为张裂、断陷阶段，晚期为裂后热沉降为主的拗陷阶段。文昌19-1油田断层主要发育于断陷阶段和裂后热沉降阶段。断陷阶段形成的断层较老，发育于珠海组及以下地层；裂后热沉降阶段形成的断层较新，北东东走向为主，从韩江组地层之上一直断到基岩之上，但并未发现断到海底的断层。

调整区WC19-3-3d井区文昌组圈闭主要受珠三南大断裂控制，属于半背斜式断鼻构造，构造闭合幅度大。该区断层发育时间普遍较早，断层断距普遍较大，F3断层为南大断裂，近N-S走向，对构造起主控作用，与之相关的近E-W走向伴生断层是珠海组沉积过程中南大断裂持续活动产生的，断层倾角相对较小，断距普遍较大；F2断层断距较大，延伸长度较长，对文昌组油藏油水分布起控制作用。地震剖面显示，该区不发育直通海底的“通天”大断层。

2.储层连续性

本次调整区目的层为WC19-3-3d井区文昌组WC_1III、WC_1V油组。文昌组一段为南部物源输入的扇三角洲沉积，3d井区主要是扇三角洲前缘水下分流河道微相，砂体厚度大（300～500m），平面分布广且连续，天然水驱能量充足。

（3）注水井井口压力排查

目前文昌 19-1 油田无注水井。

（4）地层压力排查

B平台2025年拟建3口调整井，开发文昌19-1油田WC19-3-3d井区文昌组一段新增储量。目前该井区无井开发，电缆地层测试资料显示，该区压力系数1.010～1.029，测试地层压力25.178MPa～26.668MPa。

3.2.6.4 本次调整井情况

文昌19-1油田B平台于2008年6月投产，经过多年的开采，油田产量明显下降，为挖掘未动用储量，以保障油田稳产上产，需要部署调整井对WC19-3-3d井区文昌组新发现储量进行开发动用。本次调整方案计划通过B平台低产低效井实施3口调整井（采油井2口—B3S2、B1H2，注水井1口—B8S1）动用文昌组一段***油组。

3.2.7 地质性溢油防范措施

在作业期间，严格执行《海上钻井作业井控规范》（Q / HS 2028-2010）的相关规定，做好井控预案，发生复杂情况时，严格按照标准进行施工作业，切实保证钻井安全。

本次申报井严格按照 HSE 体系对固井设计、关键工艺、作业风险等进行分析、交底，针对固井作业进行 JSA 风险分析对潜在风险逐项进行分析、排除。借鉴前期固井作业经验，优化固井作业程序，针对不同井制定详细措施保证固井质量，杜绝发生事故。

根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并避开延伸到海底或接近海底的地质断层，严格施工设计确保固井质量，管鞋承压能力满足作业要求，必要时挤水泥，后续井段钻井作业过程中严格控制关井压力，防止压漏地层，确保生产井的钻井安全。

部分调整井项目拟采用平台修井机钻完井，平台配备井控设备能力较强，能够有效保证本调整井项目的需求。生产管柱中均下有井下安全阀与封隔器，可以有效地实现地层与地面的隔离，保障在发生事故时井筒的安全，防止发生溢油事故。

在油田日常生产期间，严格按照中国海洋石油总公司《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，具体要求及相关应对措施如下：

①动态监测系统

根据录取资料要求，综合考虑油田开发需要，按照固定与非固定监测井点相结合，兼顾油田高部位与低部位、油田边部与内部的方针，确定油田动态监测系统，产液剖面根据油田开发动态适时加测。

②单井注入压力、注入量跟踪

全天监测计量注入井注入压力及注入量变化，当记录值突变，注水出现异常时，及时跟踪分析并与现场沟通，采取有效措施，恢复注水井正常注入。

③日常动态分析

油藏动态人员日常跟踪注水井注入量及注入压力变化情况，结合油井动态，综合分析注水井动态变化，出现问题，及时提出压力、产液剖面、吸水剖面等动态监测需求，并与现场沟通，确保安全注水。

④月度动态分析

根据注入井周边受效油井生产动态变化适时配注，实施月度配注制度，及时调整注入井的注入量，并分析月度含水上升率、存水率等开发效果评价指标，避免出现注入量过大导致的注入压力过高现象。

3.2.8 结论

（1）文昌 8-3 油田、文昌 13-2 油田、文昌 13-6 油田、文昌 14-3 油田、文昌 15-1 油田 WC15-1N-4 井区及文昌 19-1 油田范围内断层均未延伸至海底位置，无通天断层，发生地质性溢油风险较小。

（2）目前文昌8-3油田ZJ_1V油组、文昌13-6油田、文昌14-3油田、文昌19-1油田无注水井。文昌13-2油田注水井的注入层位均为油田生产层位，油气田开发过程中按照不规则井网进行部署，油田储层发育，横向展布较稳定，储层物性较好，油水井之间连通性较好，不存在“只注不采”的现象。

（3）本次调整油田均为为正常温度压力系统。文昌13-2油田注水井注入层累积注采比均低于1.0，目前地层压力低于原始地层压力，根据油田ODP中破裂压力梯度计算，油田注水井设计均不超过油层破裂时井口注入压力，油田注入井注入压力处于安全范围内，因此调整井注水过程因注入作业而导致地层压破，从而引发地质性溢油的风险较小。

（4）在开发过程中严格按照开发井动态监测资料录取要求执行，对出现异常现象的生产井及时排查、加密监测，并采取有效的应对措施，杜绝油田内超注、超压现象。

综上所述，油田地质条件及断层风险认识清楚、注采井网及注水方式规范合理，生产管理应对措施完善得当，不存在“只注不采”的现象；油田在后续的注水管理中地层压力低于原始地层压力，不存在超压超注现象。

通过地质油藏综合分析，地质性溢油风险发生概率较低，但不排除钻遇浅层气及气层的可能，需在钻井过程中注意并做好风险预案。

3.3 浅层气风险分析

本部分内容引自《文昌油气田群 WC8-3-B6H2 等 21 口调整井地质性溢油风险分析报告》（2024.3）。

3.3.1 油田浅层气排查

（1）浅部气层/气层定义

埋深在-500m（海拔）之上的气层为浅部气层，埋深在海拔-500m 之下的统称为气层。

（2）资料基础

①常规地震资料：

文昌 8-3 油田地震资料是 1996 年采集，采集面元为 25m×12.5m，2010 年进行了叠前深度偏移处理，处理面元为 25m×12.5m，从井旁道目的层段的频谱分析可见，目的层段珠江组主频 40Hz 左右，垂向分辨率大致在 18m～22m 之间，珠海组主频 35Hz 左右，垂向分辨率大致在 25m～30m 之间，地震资料品质较好，相位连续性好，断层断点清晰，分辨率较高；

文昌 13-2 油田地震资料是 1999 年采集，采集面元为 25m×12.5m，2010 年叠前时间偏移地震资料重处理, 处理面元为 12.5m×12.5m，目的层主频约 45Hz，频带范围为 8Hz～105Hz，层速度约 2500m/s，地震垂向分辨率约 14m；

文昌 13-6 油田采用的是 1999 年采集，2010 年重处理的文昌 13 区三维地震资料，采集面元为 25m×12.5m，重处理方式：叠前时间偏移，处理面元：12.5m×12.5m。从频谱分析看目的层主频约 45Hz，频带范围为 8Hz～105Hz，层速度约 2500m/s，地震垂向分辨率约 14m，地震资料品质好，信噪比高，小断层断点清晰，层位连续性好。

文昌 14-3 油田地震资料为 1996 年文昌 A 凹陷采集的三维地震资料，采样面积 600km^2，采样频率 2ms。2010 年由特普公司进行叠前深度偏移重处理，处理面元 25m×12.5m。该三维地震资料品质较好，断层归位准确，断点清晰，信噪比和分辨率较高。在 WC14-3-1 井附近，珠江组二段的主频约为 40Hz，层速度大致在 2800m/s～3600m/s 之间，垂向分辨率大致在 18m～23m 之间；珠海组的主频约为 25Hz，层速度大致在 3300m/s～4200m/s 之间。垂向分辨率大致在 33m～42m 之间。

文昌 19-1 油田采油的是 1998 年采集 690km^2 的三维地震资料，采集面元为

12.5m×25m。2018 年对三维地震资料进行叠前深度偏移重处理，处理面元为 12.5m×25m。。

②钻井、录井及测井资料：

文昌 8-3 油田东块共完钻 15 口井（2 口探井、1 口评价井、1 口领眼井和 11 口开发井），均有录井资料，测井项目齐全，包括自然伽马、电阻率、自然电位、声波、中子、密度；

文昌 13-2 油田共完钻 57 口井（探井、评价井共 8 口和 5 口生产井），均有录井资料；测井项目齐全，包括自然伽马、电阻率、声波、中子、密度、地层测试、固井质量等；

文昌 13-6 油田共完钻 9 口井（2 口探井、2 口开发评价井、5 口生产井），均有录井资料，测井项目齐全，包括自然伽马、电阻率、声波、中子、密度、地层测试、固井质量等；

文昌 14-3 油田共完钻 6 口井（1 口探井，1 口开发评价井，5 口生产井），均有录井资料；测井项目齐全，包括自然伽马、电阻率、声-感组合、中子、密度、地层测试、固井质量等；

文昌 19-1 油田共完钻 47 口井 68 眼（探井/评价井 20 口 21 眼，开发井/调整井 27 口 47 眼），均有录井资料，测井项目齐全，包括自然伽马、电阻率、声波、中子、密度、地层测试、固井质量等。

③本次申报调整井的设计井轨迹为调整井申报阶段反馈的井轨迹资料。

（3）浅部气层/气层发育情况分析

①在海拔深度-500m 之上浅部气层（含气云区）发育情况分析

文昌8-3油田、文昌13-2油田、文昌13-6油田、文昌14-3油田及文昌19-1油田已钻井在海拔深度-500m之上无录井、测井资料，根据三维地震资料分析，浅层相干切片或时间切片显示油田范围内浅层气（气云）不发育；过油田范围内剖面异常亮点不发育，浅层气（气云）不发育。

②海拔-500m 至目的层段的气层发育情况分析

文昌 8-3 油田、文昌 13-2 油田、文昌 13-6 油田、文昌 14-3 油田及文昌 19-1 油田已钻探井、评价井及开发井测井资料从-500m~-1000m 之间开始，其中文昌 8-3 油田、文昌 13-2 油田、文昌 13-6 油田、文昌 14-3 油田探井及开发井在-500m 至目的层之上未钻遇气层；

文昌19-1油田本次3口调整井均为侧钻井，由文昌19-1B平台实施，B平台以往实施的井在-500m至目的层均未钻遇气层，因此钻井过程中钻遇浅层气风险较小。但在钻完井过程中应加强对井喷、井涌等风险预案的制定，加强固井质量，防范浅层气风险，确保作业安全。

综上分析，本次申报的 21 口井在海拔深度-500m 之上钻遇浅部气层其可能性较小，文昌 8-3 油田、文昌 13-2 油田、文昌 13-6 油田、文昌 14-3 油田、文昌 19-1 油田在-500m 至目的层段之间钻遇气层其可能性较小，但受钻井资料较少及地震资料分辨率限制，不排除钻遇浅部气层/气层可能。钻完井及现场作业时应加强资料录取及风险预案制定，保证固井质量，做好风险预案，根据录井气测、显示及测井情况，做好井涌、井喷、井漏等应对预案。

3.3.2 浅层气防范措施

钻井工程设计及施工作业将根据地质油藏提供的浅层气风险分析资料，按照中海油钻字〔2021〕18 号《海洋浅层气钻井设计与作业指南》和中海油湛江分公司《钻完井井控管理实施细则》浅层气井控管理相关要求执行。

具体如下：

（1）钻前准备

钻前准备应开展以下工作：

① 检验关键设备及配套装置，对分流设备、泥浆录井仪、计量灌等进行功能测试；

②检查压井液材料、堵漏材料和水泥等配备情况，备用压井液应不小于两倍井眼容积且不小于 50m^3，密度宜为 1.2g/cm^3～1.4g/cm^3；

③检查救生和消防设施等的配置及工作状况；

④开展浅层气井控应急程序演习、弃船/弃平台演习；

⑤召开钻前安全会。

（2）钻井作业

①应按照分流器等井口装置的要求进行安装和功能测试。

②应按设计进行试压，试压不合格不应继续作业。

③宜采用小尺寸导眼进行浅层气井钻进，视作业情况，采取继续钻进、动态压井或移开平台的方法处理浅层气。

④钻遇浅层气后采用大排量循环排气，并实时监控井下及井口状况，恢复钻进

后应控制钻速。

⑤应按设计起下钻速度限值控制起下钻速度，起钻宜采用倒划眼方式。

⑥如浅层气井段进行测井，宜采用随钻测井。

⑦不应在井口区进行动火作业。

（3）井控处理

①发生浅层气溢流，应立即打开分流管线，关闭分流装置，将浅层气放喷，并按应急程序处理。

②发生浅层气溢流时，如果钻具不在井内，应立即尝试下一柱钻杆并建立循环；如果溢流停止，继续下钻，如果溢流继续，应保持循环并打开分流管线，关闭分流装置。

（4）应急处置

①浅层气应急处置应遵循分流放喷的原则，分流放喷无效再泵压井液，严重时泵入重晶石塞或打水泥塞封堵，处理无效最后弃平台或移离井位，让储层自喷衰竭。

②如浅层气溢流喷势过大可能导致失控，应立即启动井口喷淋消防系统，并做好弃平台或移离井位准备。

3.3.4 浅层气结论

文昌 8-3 油田、文昌 13-2 油田、文昌 13-6 油田、文昌 14-3 油田及文昌 19-1 油田 B 平台在海拔深度-500m 之上、-500m 至目的层段之间浅部气层/气层发育可能性较小，调整井钻遇浅层气风险较小。针对上述风险，在钻完井、生产管理等相关部门严格执行相关管理规定和制定的防范措施情况下，浅层气风险可控。

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，环境风险类型为危险物质泄漏，污染途径主要为通过海水污染海洋环境，具体分析见表 3.4-1。

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

4.1 对大气环境的影响分析

4.1.1 油气泄露及火灾爆炸事故

油气泄露（工艺管线或船舶燃料油）事故中天然气或原油中的轻烃组分会扩散到环境空气中。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，可引起事故周边工作人员头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速。因为项目位于海上，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。

油气泄漏后遇明火或高温热能可能发生火灾爆炸，会产生热辐射及冲击波影响，因燃烧产生的 SO_2、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染，影响平台上工作人员人体健康。

4.1.3 井喷事故

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

4.2 对海域环境的影响分析

《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》（环审〔2022〕26 号，2022 年 2 月 19 日）中在溢油风险分析中综合考了建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等；生产阶段的环境风险事故包括已建 FPSO/平台容器泄漏、已建 FPSO/平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故情景，此外也分析了地质性溢油风险和浅层气风险。

本项目调整井工程不新增环境风险事故类型，涉及实施调整井的平台风险事故未超过《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》中包含的风险范围。因此本次评价引用《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》（环审〔2022〕26 号）中预测的影响范围。在《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》中以海底管道发生溢油事故为最大可信事故进行溢油分析，海管断裂泄漏事故的泄漏量为 118m^3。根据

溢油漂移的数模预测结果，溢油点在极风 E、S、SSE、ENE 情况下会抵岸，SE 和 NE 风向下不会抵岸，可能会对周围的一些敏感目标产生较大影响。由于溢油点位于蓝圆鲹粤西外海区和深水金线鱼产卵场内中，故一旦发生溢油，就会对这两个敏感目标产生较大影响。

4.2.1 对海洋保护目标的影响

文昌油田群附近海域主要环境敏感目标为生态保护红线区和海洋保护区（集中分布于油田群西侧）和渔业产卵场等。本项目 5 座平台 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB 、 WC13-6WHPA 、 WC14-3WHPA 和 WC19-1WHPA 平台与 HYSY116FPSO 的距离分别约为 40.2km、18.9km、24.1km、36.7km、27.2km 和 2.1km。

《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》（环审〔2022〕26 号，2022 年 2 月 19 日）综合考虑了井喷/井涌、海底管道与立管泄漏、输油软管破裂、船舶碰撞等风险事故情景，以 WC13-2 WHPB 平台至 HYSY116FPSO 混输管道泄露为最大可信事故源强进行了溢油预测，该管道长约 19.5km，内管内径尺寸为 12 英寸，管道容积为 1458.58 m^3。根据该海管容积、溢油关断及封堵措施等资料可确定管道内溢出液最大量为 118m^3。本次涉及的各平台调整井工程的风险源强未超过该油田群原环评，因此，本报告引用原相关环评中的风险评价结论进行类比。在最不利风向、风速条件下，原环评中预测情景下 96h 后溢油抵达敏感目标的最短时间见表 4.2-1。

表 4.2-1　WC13-2 WHPB 平台至 HYSY116FPSO 混输管道溢油预测结果

敏感目标名称	距海洋石油 116 FPSO 最短距离/km	抵达最短时间/h
文昌麒麟菜海洋保护区（抱虎角片区）	119.9/西	E/63.4
铜鼓岭海洋保护区	112.6/西	E/59.5
七洲列岛海洋保护区	100.0/西北	E/52.9
七洲列岛特别保护海岛限制类红线区	100.9/西北	E/53.3
文昌麒麟菜海洋保护区（铜鼓岭-冯家湾片区）	133.7/西	E/70.7
海南岛东北部重要渔业水域限制类红线区	92.5/西北	E/48.9
黄鲷产卵场	16.8/西北	SSE/7.1
海南岛以东近海绯鲤类产卵场	12.8/ 南	NE/6.5
珠江口-粤西外海绯鲤类产卵场	37.9/北	SSE/15.9
金线鱼产卵场	6.3/东南	NE /3.2
短尾大眼鲷产卵场	5.5/西北	SE/2.8
月亮湾旅游休闲娱乐区	117.5/西	E/62.2
东郊椰林旅游休闲娱乐区	118.0/西	E/62.4
冯家湾旅游休闲娱乐区	141.7/西	E/75.0

蓝圆鲹粤西外海区产卵场	包含	/
深水金线鱼产卵场	包含	/

同时，由于本次调整井工程 5 座平台及 HYSY116FPSO 均位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内部，无论何时发生溢油，都会对该产卵场造成不利影响。因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

4.2.2 对海洋生物的影响

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. 船舶溢油对海洋生态损害评估研究[D].大连海事大学,2007.）。

4.2.3 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。（张计涛. 油污染对发光细菌和卤虫的急性毒性效应研究[D].大连海事大学,2007.）。

4.2.4 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。

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

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。

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。

5.3 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。

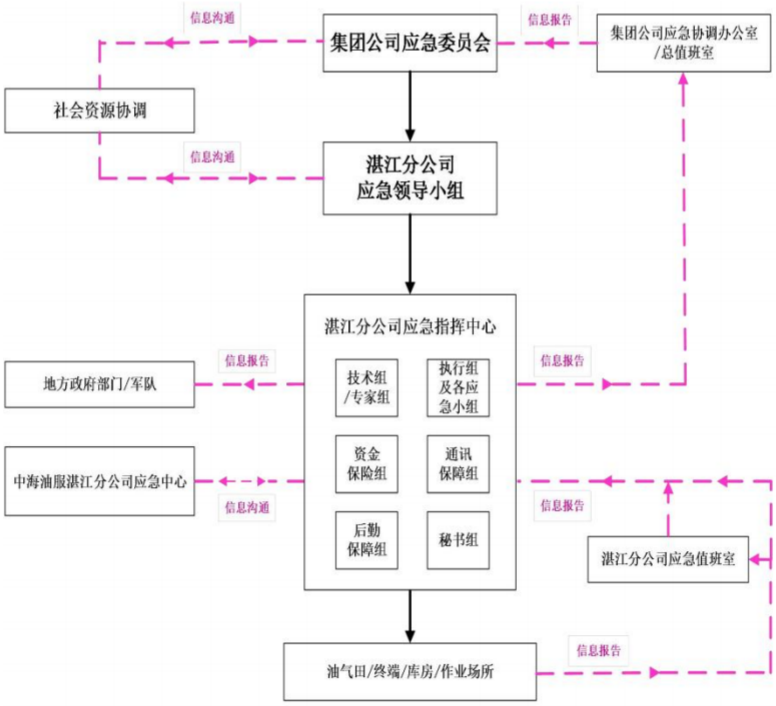

图 5.4-1　湛江分公司应急组织机构

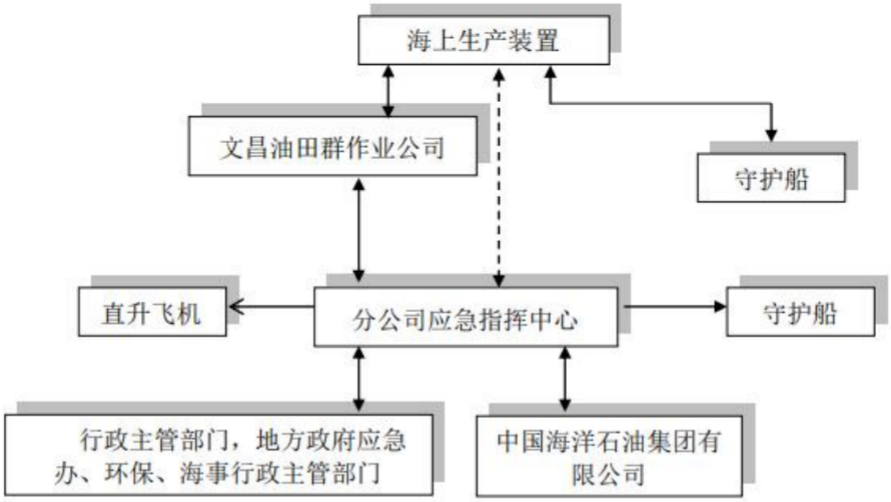

图 5.4-2　建设单位溢油应急联络流程图

5.4.3 溢油事故响应策略

5.4.3.1 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。

5.4.3.2 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。

5.4.3.3 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：

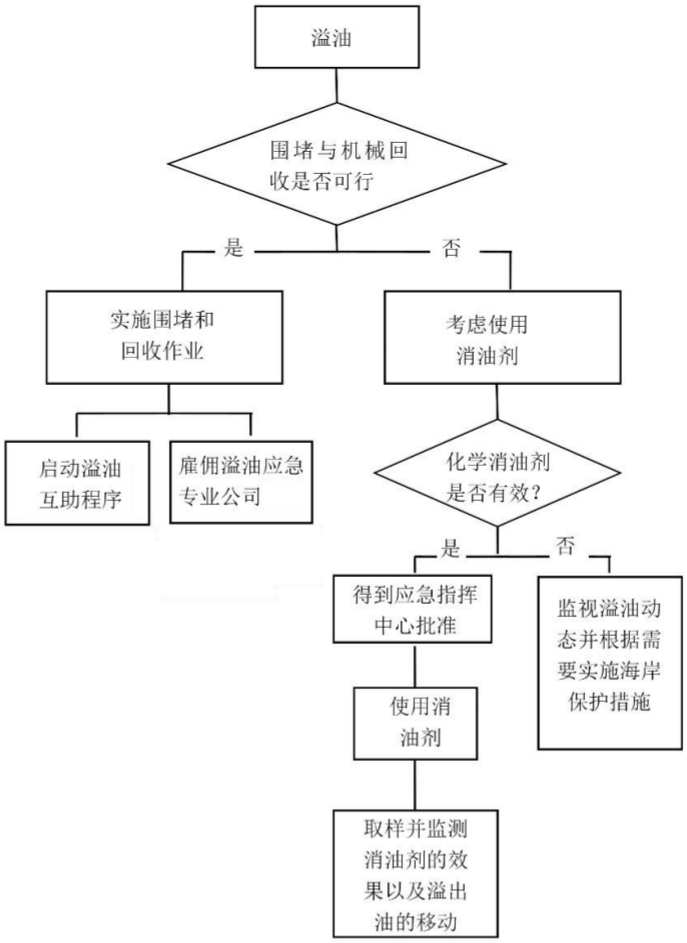

图 5.4-3　溢油处理方法选择

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，南海海域使用量规定见表 5.4-1。

表 5.4-1 南海海域消油剂实用规定

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。

5.4.3.4 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 平台自身溢油应急设备

本调整井工程涉及的 5 个平台（WC8-3WHPB、WC13-2WHPB、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPB）均配备溢油应急设备，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，相关溢油应急资源见表 5.5-1。

表 5.5-1　本项目涉及平台配备的溢油应急物资

设备名称	型号或型号	数量	存放地点
WC8-3WHPB 平台溢油应急资源配备表			
***	***	***	中层甲板溢油应急资源柜
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
WC13-2WHPB 平台溢油应急资源配备表			
***	***	***	中层甲板溢油应急资源柜
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
WC13-6WHPB 平台溢油应急资源配备表			
设备名称		数量	中层甲板溢油应急资源柜
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
WC14-3WHPA　平台溢油应急资源配备表			
***	***	***	中层甲板溢油应急资源柜
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
WC13-6WHPA 平台溢油应急资源配备表			
***	***	***	中层甲板溢油应急资源柜
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
WC19-1WHPB 平台溢油应急资源配备表			
***	***	***	中层甲板溢油应急资源柜
***	***	***	
***	***	***	

5.5.2 本项目可利用的其他平台、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

表。

5.5.2.1 文昌油田群其他平台溢油应急资源

文昌油田群HYSY116FPSO及本次调整井平台周边的其他平台溢油应急资源见表5.5-2~表5.5-3。

表 5.5-2　HYSY116FPSO 溢油应急资源

设备名称	型号	数量	存放地点
***	***	***	HYSY116FPSO
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-3　文昌油田群其他平台溢油应急资源

设备名称	数量		存放地点
***			
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***			
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***	***		***
***			
***	***	***	***
***	***	***	***
***	***	***	***
***			

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

5.5.2.2 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，具体配置情况见表 5.5-4~表 5.5-7。

表 5.5-4　涠洲 11-4N 油田溢油应急资源

设备名称	规格	数量	存放地点
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-5　涠洲终端溢油应急资源

设备名称	规格	数量	存放地点
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

设备名称	规格	数量	存放地点
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-6　海南码头公司溢油应急资源

应急资源名称	型号	数量	存放地点
***	***	***	***
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	
***	***	***	

表 5.5-7　崖城 13-1 气田溢油应急资源

名称		型号	数量	存放地点
*** *** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	***
*** *** *** *** *** ***	***	***	***	*** *** *** *** ***
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	***
*** *** *** ***	***	***	***	***
	***	***	***	***
	***	***	***	
	***	***	***	

名称		型号	数量	存放地点
***	***	***	***	
*** *** *** ***	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
*** *** *** *** *** *** *** *** ***	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	
*** *** ***	***	***	***	
	***	***	***	
	***	***	***	

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，本次调整井涉及的 WC8-3WHPB、WC13-2WHPB 、WC13-6WHPA 、WC14-3WHPA 和 WC19-1WHPA，各平台均配备了溢油应急物资，一旦发生事故，周边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。HYSY116FPSO 在接到通知后的最快可在 4.4h 内抵达涉及调整井工程的各平台；WC9-7DPP 平台应急资源在接到通知后的最快可在 4.8h 内抵达涉及调整井工程的各平台；海南码头公司、涠洲终端、涠洲 11-4N 油田、崖城 13-1 气田、南山终端应急资源到达本次调整井的时间在 14.7~27.2h。

表 5.5-9　溢油应急资源抵达本次调整井平台附近的时间

序号	应急资源分布点	目的地	距离/km	动员及装船时间/h	航行时间/h	到达时间/h
本项目涉及平台、FPSO 溢油应急设备布设时间						
1	WC8-3WHPB	本项目调整井	0	约 2	0	约 2
2	WC13-2WHPB	本项目调整井	0	约 2	0	约 2
3	WC13-6WHPA	本项目调整井	0	约 2	0	约 2
4	WC14-3WHPA	本项目调整井	0	约 2	0	约 2
5	WC19-1WHPB	本项目调整井	0	约 2	0	约 2
6	HYSY116FPSO	本项目依托	0	约 2	0	约 2
HYSY116FPSO 到达本项目涉及平台时间						
7	HYSY116FPSO	WC8-3WHPB	约 40	约 2	约 2.4	约 4.4
8	HYSY116FPSO	WC13-2WHPB	约 19	约 2	约 1.1	约 3.1

序号	应急资源分布点	目的地	距离/km	动员及装船时间/h	航行时间/h	到达时间/h
9	HYSY116FPSO	WC13-6WHPA	约 25	约 2	约 1.5	约 3.5
10	HYSY116FPSO	WC14-3WHPA	约 27	约 2	约 1.6	约 3.6
11	HYSY116FPSO	WC19-1WHPB	约 7	约 2	约 0.4	约 2.4
周边平台应急资源到达涉及平台时间						
12	WC9-7DPP	WC8-3WHPB	约 18.5	约 2	约 1.1	约 3.1
13	WC9-7DPP	WC13-2WHPB	约 40.0	约 2	约 2.4	约 4.4
14	WC9-7DPP	WC13-6WHPA	约 29.9	约 2	约 1.8	约 3.8
15	WC9-7DPP	WC14-3WHPA	约 14.6	约 2	约 0.9	约 2.9
16	WC9-7DPP	WC19-1WHPB	约 47.4	约 2	约 2.8	约 4.8
其他油田或单位及应急资源到达本次调整井平台时间						
17	海南码头公司	WC8-3WHPB	约 212.3-238.3	约 2	约 12.7~14.3	约 14.7~16.3
		WC13-2WHPB				
		WC13-6WHPA				
		WC14-3WHPA				
		WC19-1WHPB				
18	涠洲终端	WC8-3WHPB	约 346.6-369.7k	约 2	约 20.8~22.1	约 22.8~24.1
		WC13-2WHPB				
		WC13-6WHPA				
		WC14-3WHPA				
		WC19-1WHPB				
19	涠洲 11-4N 油田	WC8-3WHPB	约 365.6-389.0m	约 2	约 21.8~23.3	约 23.8~25.3
		WC13-2WHPB				
		WC13-6WHPA				
		WC14-3WHPA				
		WC19-1WHPB				
20	崖城 13-1 气田	WC8-3WHPB	约 384.7-421.6	约 2	约 23.0~25.2	约 25.0~27.2
		WC13-2WHPB				
		WC13-6WHPA				
		WC14-3WHPA				
		WC19-1WHPB				
21	南山终端	WC8-3WHPB	330.8-361.8	约 2	约 19.8~21.7	约 21.8~23.7
		WC13-2WHPB				
		WC13-6WHPA				
		WC14-3WHPA				
		WC19-1WHPB				

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　溢油应急资源分布

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）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。HYSY116FPSO 有围油栏 600m ，收油机 1 套（存放于 HYSY116FPSO），24 小时最大可收集约 168m^3 溢油，到达本次调整井平台时间为 2.4h~4.2h。本项目周边可利用溢油资源有围油栏 5847m（存放于 WC9-7DPP 平台、涠洲 11-4N 油田、涠洲终端、海南码头、崖城 13-1 气田），到达本次调整井各平台时间为 2.9~27.2h，最大可围控原油约 25316t（28573m^3）溢油；收油机 10 套，24 小时最大可收集约 1680m^3 溢油。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具代表性事故溢油应急需求。

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。次调整井工程的风险类型、可能最大溢油量均未超过该油田群原环评识别出的风险范畴。

本项目调整井平台 WC8-3WHPB 、 WC13-2WHPB 、 WC13-6WHPA 、 WC14-3WHPA、WC19-1WHPB 均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，HYSY116FPSO 和 WC9-7DPP 平台的应急物资最快可在 4.4h~4.8h 内抵达本次调整井工程的各平台；海南码头公司、涠洲终端、涠洲 11-4N 油田、崖城 13-1 气田、南山终端应急资源可在 14.7~27.2h 内抵达本次调整井工程的各平台，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。

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。