

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：东方 1-1 气田 DF1-1-A2H1 井等 33 口
调整井项目

建设单位(盖章)：中海石油(中国)有限公司海南分公司

编制日期：2023 年 8 月

中华人民共和国生态环境部制

016850

打印编号：1688693520000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	37hr2n		
建设项目名称	东方1-1气田DF1-1-A2H1井等33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）有限公司海南分公司		
统一社会信用代码	91460100MA5T3DJJ0F		
法定代表人（签章）	周心怀		
主要负责人（签字）	刘小刚		
直接负责的主管人员（签字）	汪金明		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
陈袁袁	07351143507110516	BH008767	陈袁袁
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
陈袁袁	建设项目基本情况、建设内容、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附件、附图	BH008767	陈袁袁
张蓓	生态环境现状、保护目标及评价标准	BH008716	张蓓
葛蒙	生态环境影响分析、附录	BH053147	葛蒙

注：该表由环境影响评价信用平台自动生成

关于《东方 1-1 气田 DF1-1-A2H1 井等 33 口调整井项目环境影响报告表》全本公示删减内容及理由的说明

根据环境保护部《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号）相关要求，我对《东方 1-1 气田 DF1-1-A2H1 井等 33 口调整井项目环境影响报告表》予以公示。

在此次公示中，我按要求删除或模糊处理其中涉及公司技术秘密、商业秘密等内容。现将删除或模糊处理内容说明如下：

1、删除或模糊处理工程具体位置，删除相关平台坐标、具体位置图。

原因：此部分内容属于工程项目建设的涉密部分。

2、删除本项目投资、产能、规模、负荷能力等主要经济指标。

原因：此部分内容属于项目的涉密部分。

3、模糊、删除污染物接收处理单位资质、合同、协议等

原因：影响第三方商业利益。

4、公示内容不包含环境监测详细数据，保留评价结果。

原因：现状调查详细数据涉及监测单位和评价单位商业秘密。

5、删除地质性溢油风险分析和评价整节内容。

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

6、删除附件

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

目录

一、建设项目基本情况	1
二、建设内容	6
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	18
四、生态环境影响分析	27
五、主要生态环境保护措施	36
六、生态环境保护措施监督检查清单	41
七、结论	43
附图	44
附表	45
附件	50
附录环境风险专项评价	51

一、建设项目基本情况

建设项目名称	东方 1-1 气田 DF1-1-A2H1 井等 33 口调整井项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	汪金明	联系方式	0898-69090785
建设地点	南海北部莺歌海盆地		
地理坐标	东方 1-1WHPA 平台: (***度***分***秒, ***度***分***秒) 东方 1-1WHPB 平台: (***度***分***秒, ***度***分***秒) 东方 1-1WHPE 平台: (***度***分***秒, ***度***分***秒) 东方 1-1WHPF 平台: (***度***分***秒, ***度***分***秒) 东方 1-1CEPD 平台: (***度***分***秒, ***度***分***秒) 东方 1-1PRP 平台: (***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)	本项目不新增用海面积
建设性质	☐ 新建(迁建) ☐ 改建 ☒ 扩建 ☐ 技术改造	建设项目申报情形	☒ 首次申报项目 ☐ 不予批准后再次申报项目 ☐ 超五年重新审核项目 ☐ 重大变动重新报批项目
项目审批(核准/备案)部门(选填)	/	项目审批(核准/备案)文号(选填)	/
总投资(万元)	***	环保投资(万元)	9403.6
环保投资占比(%)	***	施工工期	约 57 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, 本项目属于石油天然气开采工程, 设置“环境风险”专项评价		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		

其他符合性分析	东方1-1气田位于海南岛西南部莺歌海海域，位于海南省东方市莺歌海镇正西方约100km处，距东方市约113km，海域平均水深约60~70m。东方1-1气田现有4座井口平台（DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE和DF1-1WHPF），1座中心平台（DF1-1CEPD）和1座生产辅助平台（DF1-1PRP）。 随着滚动勘探的深入以及对气田油藏地质数据资料的进一步分析，气田探明天然气含气面积增大，天然气储量增加。为加快气田的开发速度，缓解压力下降产量递减的趋势，保证气田长期稳定的生产，本项目计划在东方1-1气田实施33口调整井，其中DF1-1WHPA平台实施7口调整井、DF1-1WHPB平台实施4口调整井、DF1-1CEPD平台实施2口调整井、DF1-1WHPE平台实施5口调整井、DF1-1WHPF平台实施8口调整井、DF1-1PRP平台实施7口调整井，同时对DF1-1PRP平台进行改造。 （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（2019年本）》（国家发展和改革委员会令第29号，2021年修订）中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。 （2）与《全国海洋功能区划（2011-2020年）》的符合性分析 根据《全国海洋功能区划（2011~2020年）》，本项目位于全国海洋功能区划中的海南岛西南部海域，主要功能为旅游休闲娱乐、渔业、海洋保护、矿产与能源开发。其中东方、昌江、儋州海域主要发展港口航运与渔业、重点发展洋浦港、八所港临港产业，积极开展莺歌海和北部湾海域油气资源勘探开发，推进海洋牧场建设，发展远洋捕捞，保护东方黑脸琵鹭和儋州红树林生态系统以及白蝶贝等生物资源。 本项目所在海域属于矿产与能源区中的莺歌海盆地油气区，该区域要求重点保障油气资源勘探开发的用海需求，严格执行海洋油气勘探、开采中的环境管理要求，防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。油气区执行不劣于现状水平的海水水质标准、海洋沉积物质量标准和海洋生物质量标准。在生态环境方面，应减少对海洋水动力环境产生影响，防止海岛、岸滩及海底地形地貌发生改变，不应毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区产生影响。 本项目为区划海域重点保障用海需求的油气资源勘探开发项目，与海南岛西南部海域主要功能之一的矿产与能源开发具有一致性，符合全国海洋功能区划的功能定位。本项目施工阶段钻井液和钻屑的排放对海洋环境属于短期小范围影响，工程结束后海底环境将较快恢复。本项目投产后，生活污水和含油生产水处理达标后排海，运营期生活污水和含油生产水产生量均未超过原环评核算值，运营期没有增加对环境的影响。
---------	--

	因此本项目符合《全国海洋功能区划（2011~2020 年）》功能定位的要求。 （3）与《海南省海洋功能区划（2011-2020年）》的协调性分析 根据《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》，本次调整井工程所在平台位于莺歌海盆地矿产与能源区范围内。莺歌海盆地矿产与能源区位于海南岛以西、中南半岛以东海域，用途管制要求“主导用海类型为油气开采用海，钻探、测量、钻井作业等用海活动需征求相关部门意见”；用海方式为“允许适度改变海域自然属性，可建设油气平台和输油管道”；海域整治要求为“加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生，尽量避免对海域生态环境产生影响”；重点保护目标为“合理开发海洋油气资源”；环境保护要求为“海水水质标准、海洋沉积物质量标准、海洋生物质量标准应维持现状”。 海南省海洋功能区划图见附图 1，本次调整井工程所在平台均位于莺歌海盆地矿产与能源区范围内，正常作业不会对区划内的农渔业区、港口航运区、工业与城镇用海区、旅游休闲娱乐区、海洋保护区产生影响。 本项目的主要污染物为钻完井阶段的钻井液和钻屑、生产运营期的含油生产水。钻完井阶段产生的钻井液和钻屑的主要污染因子为悬浮物，排放时间短，对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复；生产阶段达标排放的含油生产水量较小，对海洋环境影响范围仅局限在平台周围；本项目污染物的处理、排放、处置将严格遵守污染物排放管理的要求，以减少对海水水质、沉积物、生物质量及海洋生态的影响。因此本项目与《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》中对莺歌海盆地矿产与能源区主导用海类型相协调。 （4）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》，海洋空间划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域。重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区域。其中海洋工程和资源开发区域，是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。规划对海洋工程和资源开发区域的要求是：“海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能”。 本项目位于规划中的重点开发区域，属于矿产资源勘探开发工程，用海符合规划要求。本项目建设阶段对环境的影响是短期且可恢复的，生产阶段生产水产生量极小，全部处理达标后排放，对周边海洋环境影响轻微。因此本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。 （5）与“三区三线”符合性分析
--	---

	根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函[2022]2207号）海南省“三区三线”划定成果，本项目不占用农业空间、生态空间及城镇空间，也不涉及生态红线及永久基本农田，本项目所处海域位于海南省“三区三线”划定成果中的生态保护红线之外，最近距离约为 75.9km，据海南省“三区三线”划定成果，项目用海不占用农业空间、生态空间及城镇空间，也不涉及生态红线及永久基本农田，本项目与海南省“三区三线”划定成果相协调，位置示意图见附图 2。 （6）与海南省“三线一单”符合性分析 根据《关于海南省“三线一单”生态环境分区管控的实施意见》（琼办发〔2021〕7号），本项目不在海南省海域环境管控单元内，见附图 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（2019 年本）》（2021 年修改）中的“鼓励类”。本项目在原平台上进行调整井建设，本项目施工阶段钻井液和钻屑的排放对海洋环境属于短期小范围影响，工程结束后海底环境将较快恢复。本项目投产后，生活污水和含油生产水处理达标后排海，运营期生活污水和含油生产水产生量均未超过原环评核算值，运营期没有增加对环境的影响。 此外，油田制定了严密的溢油应急响应及处置措施，将严格按照油田已经批复的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度，确保周围海域海洋生态环境安全。 （7）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析 2022年发布的《“十四五”海洋生态环境保护规划》提出：“强化精准治污，以近岸海湾、河口为重点，分区分类实施陆海污染源头治理，深入打好重点海域综合治理攻坚战，陆海统筹持续改善近岸海域环境质量；保护修复并举，着力构建海洋生物多样性保护网络，恢复修复典型海洋生态系统，强化海洋生态监测监管，提升海洋生态系统质量和稳定性；要有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，加强应急响应能力建设；坚持综合治理，强化“水清滩净、鱼鸥翔集、人海和谐”的美丽海湾示范建设和长效监管，切实解决老百姓反映强烈的突出海洋生态环境问题；推进海洋应对气候变化的响应监测与评估，有效发挥海洋固碳作用，提升海洋适应气候变化的韧性。 本项目施工期和运营期产生的各类污染物排放及处置均符合国家或地方法规和标准的要求。项目在运营阶段建设单位对工程周边海域的海水水质环境和海洋沉积物环境定期进行监测。建设单位通过增殖放流修复海洋生态环境。同时油气田已制定溢油应急计划和配备溢油应急资源以加强石油勘探开发海上溢油风
--	---

	险防范。本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。 本项目新增钻屑排放量约为 20374m³、新增钻井液排放量约为 24087m³，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，本项目属于五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程其他，需编制环境影响报告表。
--	--

二、建设内容

地理位置	东方 1-1 气田位于海南岛西南部莺歌海海域，位于海南省东方市莺歌海镇正西方约 100km 处，距东方市约 113km，海域平均水深约 60~70m。东方 1-1 气田现有 4 座井口平台（DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE 和 DF1-1WHPF），1 座中心平台（DF1-1CEPD）和 1 座生产辅助平台（DF1-1PRP）。气田地理位置见附图 4。 本项目在东方 1-1 气田拟在现有 6 座平台（DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF、DF1-1CEPD 和 DF1-1PRP 平台）实施 33 口调整井，同时对 DF1-1PRP 平台进行改造。																	
项目组成及规模	1、工程现状 （1）工程概况 东方 1-1 气田现有 4 座井口平台（DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE 和 DF1-1WHPF），1 座中心平台（DF1-1CEPD）、1 座生产辅助平台（DF1-1PRP）以及相应的海底电缆管道。 本项目拟在现有 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF、DF1-1CEPD 和 DF1-1PRP 平台实施 33 口调整井工程，同时对 DF1-1PRP 平台进行改造，现有主要工程组成表见表 2.1。 表 2.1 本项目现有主要工程组成表 <table><tr><th>类型</th><th>工程组成</th><th>投产时间</th><th>工程内容及规模</th></tr><tr><td rowspan="4">主体工程</td><td>DF1-1WHPA</td><td>2006 年 3 月</td><td>四腿四桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 10 口生产井。平台主要由上层和下层甲板组成，主要设施有主工艺系统、柴油系统、开式排放系统、闭排/冷放空系统、化学药剂注入系统、淡水系统、应急发电机等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置。</td></tr><tr><td>DF1-1WHPB</td><td>2006 年 8 月</td><td>四桩腿导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 9 口生产井。平台主要由上层和下层甲板组成。上层甲板主要设施有电动吊机、化学药剂注入系统、应急发电机、开关柜、变压器间等，下层甲板有采油树、井口控制盘、生产和测试管汇、测试分离器、冷放空洗涤罐、开排罐、电池间、UPS 间、中控室等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置用于处理生活污水。</td></tr><tr><td>DF1-1WHPE</td><td>2003 年 8 月</td><td>四腿四桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 10 口生产井；平台主要由上层和下层甲板组成，主要设施有主工艺系统、柴油系统、开式排放系统、闭排/冷放空系统、化学药剂注入系统、淡水系统、应急发电机等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置。</td></tr><tr><td>DF1-1WHPF</td><td>2015 年 6 月</td><td>四腿八桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 8 口生产井。平台共有四层甲板，上层甲板设有：10 人生活楼、饮用淡水罐、饮用淡水泵、淡水入口过滤器、公用淡水罐、公用淡水泵、冷放空架和柴油吊机；中层甲板设有：电动消防泵、空压机橇、仪表风罐、柴油罐、柴油输送泵、生产管汇、测试分离器。化学药剂注入橇和清管球发射器；下层甲板设有：生活污水处理装置、自动反冲洗装置、防海生物装置、篮式粗过滤器、海水提升泵、电动消防泵、闭式排放罐、闭式排放泵、开式排放罐和开式排放泵。</td></tr></table>	类型	工程组成	投产时间	工程内容及规模	主体工程	DF1-1WHPA	2006 年 3 月	四腿四桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 10 口生产井。平台主要由上层和下层甲板组成，主要设施有主工艺系统、柴油系统、开式排放系统、闭排/冷放空系统、化学药剂注入系统、淡水系统、应急发电机等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置。	DF1-1WHPB	2006 年 8 月	四桩腿导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 9 口生产井。平台主要由上层和下层甲板组成。上层甲板主要设施有电动吊机、化学药剂注入系统、应急发电机、开关柜、变压器间等，下层甲板有采油树、井口控制盘、生产和测试管汇、测试分离器、冷放空洗涤罐、开排罐、电池间、UPS 间、中控室等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置用于处理生活污水。	DF1-1WHPE	2003 年 8 月	四腿四桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 10 口生产井；平台主要由上层和下层甲板组成，主要设施有主工艺系统、柴油系统、开式排放系统、闭排/冷放空系统、化学药剂注入系统、淡水系统、应急发电机等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置。	DF1-1WHPF	2015 年 6 月	四腿八桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 8 口生产井。平台共有四层甲板，上层甲板设有：10 人生活楼、饮用淡水罐、饮用淡水泵、淡水入口过滤器、公用淡水罐、公用淡水泵、冷放空架和柴油吊机；中层甲板设有：电动消防泵、空压机橇、仪表风罐、柴油罐、柴油输送泵、生产管汇、测试分离器。化学药剂注入橇和清管球发射器；下层甲板设有：生活污水处理装置、自动反冲洗装置、防海生物装置、篮式粗过滤器、海水提升泵、电动消防泵、闭式排放罐、闭式排放泵、开式排放罐和开式排放泵。
	类型	工程组成	投产时间	工程内容及规模														
	主体工程	DF1-1WHPA	2006 年 3 月	四腿四桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 10 口生产井。平台主要由上层和下层甲板组成，主要设施有主工艺系统、柴油系统、开式排放系统、闭排/冷放空系统、化学药剂注入系统、淡水系统、应急发电机等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置。														
		DF1-1WHPB	2006 年 8 月	四桩腿导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 9 口生产井。平台主要由上层和下层甲板组成。上层甲板主要设施有电动吊机、化学药剂注入系统、应急发电机、开关柜、变压器间等，下层甲板有采油树、井口控制盘、生产和测试管汇、测试分离器、冷放空洗涤罐、开排罐、电池间、UPS 间、中控室等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置用于处理生活污水。														
		DF1-1WHPE	2003 年 8 月	四腿四桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 10 口生产井；平台主要由上层和下层甲板组成，主要设施有主工艺系统、柴油系统、开式排放系统、闭排/冷放空系统、化学药剂注入系统、淡水系统、应急发电机等。定员 6 人，设置 1 套处理能力 7.6m³/d 的电解式生活污水处理装置。														
DF1-1WHPF		2015 年 6 月	四腿八桩导管架结构井口平台，设计寿命***年，现有 8 口生产井。平台共有四层甲板，上层甲板设有：10 人生活楼、饮用淡水罐、饮用淡水泵、淡水入口过滤器、公用淡水罐、公用淡水泵、冷放空架和柴油吊机；中层甲板设有：电动消防泵、空压机橇、仪表风罐、柴油罐、柴油输送泵、生产管汇、测试分离器。化学药剂注入橇和清管球发射器；下层甲板设有：生活污水处理装置、自动反冲洗装置、防海生物装置、篮式粗过滤器、海水提升泵、电动消防泵、闭式排放罐、闭式排放泵、开式排放罐和开式排放泵。															

	DF1-1CEPD	2003 年 8 月	八腿导管架结构中心平台，设计寿命***年，现有 8 口生产井。平台主要由上层、中层和下层甲板组成，上层甲板设有两组三甘醇再生撬、三组天然气湿气压缩机、捕集分离器、电动吊车和柴油吊车；中层甲板设有放空洗涤罐、捕集分离器、生产分离器、三甘醇接触塔、透平发电机、空压机；下层甲板设有采油树、两个聚结分离器、闭排罐、开排罐、淡水罐、4 台海水提升泵。
	DF1-1PRP	2018 年 11 月	四腿导管架无人生产辅助平台，与 DF1-1CEPD 栈桥连接，设有 12 个井槽，3×4 排列，现有 12 口生产井。平台共有三层甲板，设有井口生产/计量、气液接收分离、天然气生产处理、增压设施及公用系统。
环保工程	生活污水处理装置	DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF 和 DF1-1CEPD 平台上均各自安装 1 套生活污水处理设施	
	生产水处理装置	DF1-1CEPD 平台上安装 1 套生产水处理设施。	
	开闭排系统	各平台上均各自安装有开闭排系统。	

(2) 物流集输工艺

东方 1-1 气田各井口平台生产井物流经气嘴节流调节后，进入测试管汇和生产管汇，需计量的流体进入多相流量计进行油、气、水三相计量，计量后的流体与生产管汇的流体及来自闭排系统的流体汇合在一起通过海底管道输送到 DF1-1CEPD 平台上进行处理；DF1-1CEPD 平台低压井天然气与 DF1-1PRP 平台低压井天然气在 DF1-1PRP 平台进行预压缩处理，经预增压后的天然气进入 DF1-1CEPD 平台经湿气压缩机再次增压后进入脱水系统，处理后的干气与经过凝析油处理系统处理合格的凝析油一起外输至东方终端，分离出的生产水进入生产水处理系统处理达标后排放。

物流集输示意图见图 2.1。

图 2.1 本项目现有工程物流集输示意图

(3) 主要工艺流程

1) DF1-1CEPD、DF1-1PRP 平台主工艺流程

DF1-1CEPD 和 DF1-1PRP 平台的自产物流，根据压力分别进入到高、低压生产管汇，低压气井进入 DF1-1PRP 平台的生产分离器气液分离，高压气井进入 DF1-1CEPD 平台的生产分离器气液分离；DF1-1WHPA/WHPB/WHPE 平台物流输送到 DF1-1CEPD 平台后经段塞流捕集器进行气液分离，分离出的气相与 DF1-1CEPD/PRP 平台低压气井分离出的气相进入

DF1-1PRP 平台预增压系统，经增压后进入 DF1-1CEPD 平台压缩机系统；DF1-1WHPF 平台的物流经气液分离后，分离出的气相与 DF1-1CEPD 平台压缩机系统出口物流汇合外输。

段塞流捕集器/生产分离器分离出的液相进入 DF1-1CEPD 平台的凝析油处理系统进行油水分离，脱水后的凝析油输往东方终端，分离出的生产水和天然气脱水系统分离出的生产水进入 DF1-1CEPD 平台的生产水处理系统，处理后达标排放。

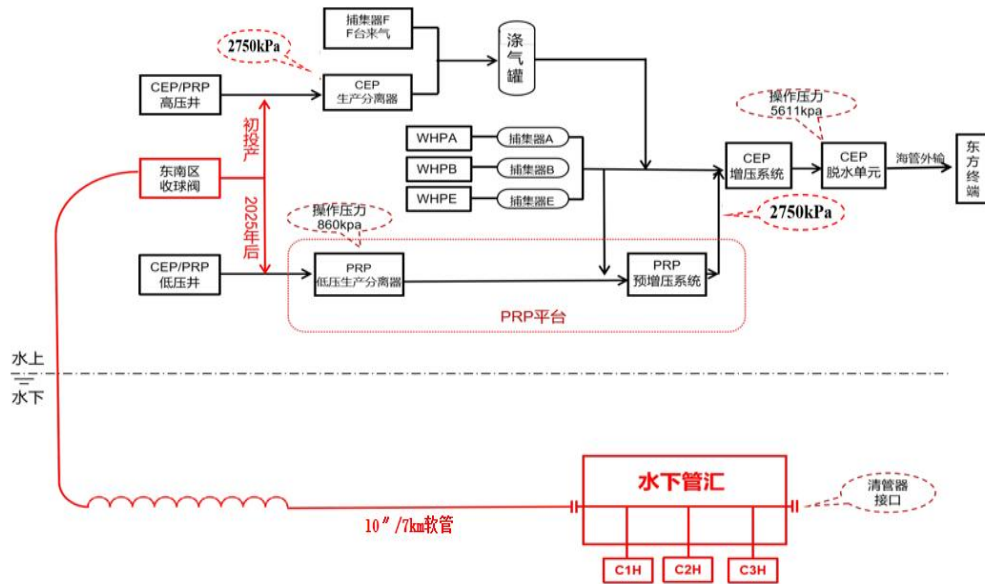


图 2-2 DF1-1CEPD 平台天然气处理流程图

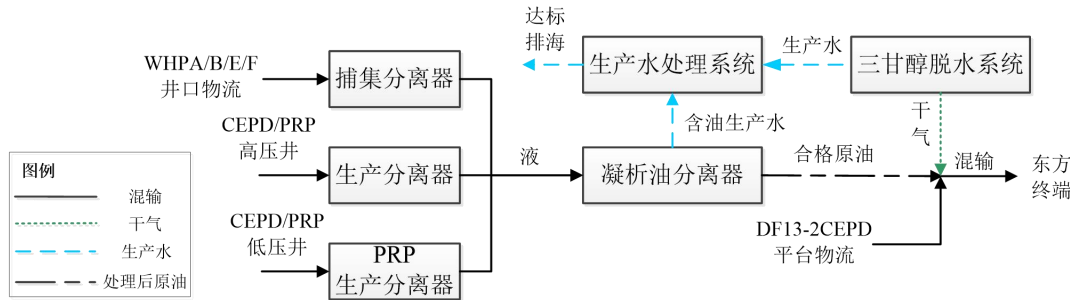


图 2-3 DF1-1CEPD 平台凝析油处理流程图

2) DF1-1CEPD 生产水处理工艺流程

DF1-1WHPA/B/E/F/PRP 平台及 DF1-1CEPD 平台所产凝析油和生产水首先经过两台并联运行的聚结分离器进行油水分离，分离出的凝析油增压后随天然气外输至东方终端；分离出的生产水进入闭排罐中进一步油水分离，分离出的凝析油通过闭排泵打回聚结分离器，生产水先后通过“旋流聚结除油和精细过滤装置+深度污水处理系统”二级处理工艺处理达标后直接排海。

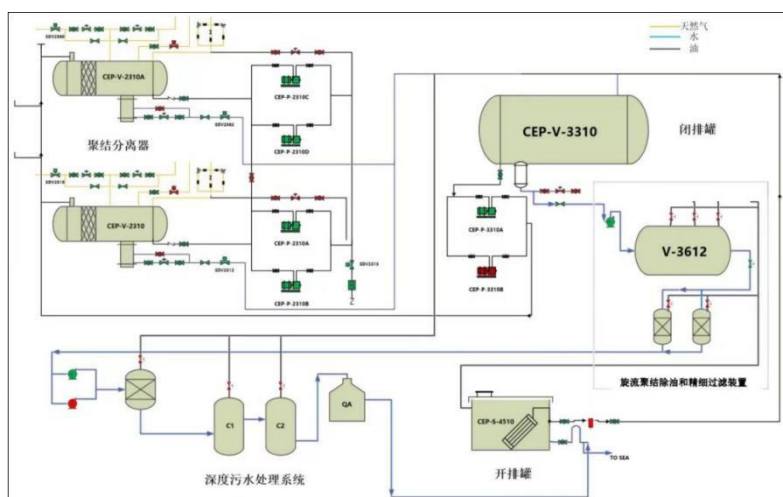


图 2-4 DF1-1CEPD 平台凝析油脱水/生产水处理系统流程

2、本项目建设内容及规模

（1）33 口调整井工程

1) 调整井建设方案

本次调整井项目计划实施 33 口调整井，其中 11 口新钻井，22 口侧钻井。具体见表 2.2 和表 2.3。

表 2.2 本次 33 口调整井工程概况

东方 1-1 气田	主体工程设施		本次调整井工程	
	DF1-1WHPA 平台		本次实施 7 口调整井（全部为侧钻井）	
	DF1-1WHPB 平台		本次实施 4 口调整井（全部为侧钻井）	
	DF1-1WHPE 平台		本次实施 5 口调整井（全部为侧钻井）	
	DF1-1WHPF 平台		本次实施 8 口调整井（2 口侧钻井，6 口利用剩余井槽新钻井）	
	DF1-1CEPD 平台		本次实施 2 口调整井（全部为侧钻井）	
	DF1-1PRP 平台		本次实施 7 口调整井（其中 2 口为侧钻井，其余 5 口利用新增井槽钻井）	

表 2.3 本次调整井建设情况

平台名称	调整井数量/口	老井名称	调整后名称	调整前井别	调整后井别	井型	备注（侧钻或利用剩余井槽）
DF1-1 WHP A	7	DF1-1-A6H	DF1-1-A6H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-A7H	DF1-1-A7H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF-1-1-A4H	DF-1-1-A4H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF-1-1-A8H	DF-1-1-A8H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF-1-1-A1H	DF-1-1-A10H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF-1-1-A2H	DF-1-1-A2H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-A5H	DF1-1-A9H5	生产井	生产井	水平井	侧钻
DF1-1 WHP B	4	DF1-1-B1	DF1-1-B10H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-B7	DF1-1-B11H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-B5	DF1-1-B3H2	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-B6	DF1-1-B9H4	生产井	生产井	水平井	侧钻
DF1-1 CEPD	2	DF1-1-D4H	DF1-1-D10H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-D8H	DF1-1-D11H1	生产井	生产井	水平井	侧钻

DF1-1 WHP E	5	DF1-1-E2H	DF1-1-E2H2	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-E7H	DF1-1-E7H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-E1H	DF1-1-E1H2	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-E6H	DF1-1-E6H2	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-E8H	DF1-1-E8H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
DF1-1 PRP	7	DF1-1-P8H	DF1-1-P8H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-P1H	DF1-1-P1H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		/	DF1-1-P14H	/	生产井	水平井	新增槽口
		/	DF1-1-P13H	/	生产井	水平井	新增槽口
		/	DF1-1-P16H	/	生产井	水平井	新增槽口
		/	DF1-1-P17H	/	生产井	水平井	新增槽口
		/	DF1-1-P15H	/	生产井	水平井	新增槽口
DF1-1 WHP F	8	/	DF1-1-F14H	/	生产井	水平井	剩余槽口
		DF1-1-F2	DF1-1-F2H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		DF1-1-F6	DF1-1-F6H1	生产井	生产井	水平井	侧钻
		/	DF1-1-F11H	/	生产井	水平井	剩余槽口
		/	DF1-1-F12H	/	生产井	水平井	剩余槽口
		/	DF1-1-F13H	/	生产井	水平井	剩余槽口
		/	DF1-1-F16H	/	生产井	水平井	剩余槽口
		/	DF1-1-F15H	/	生产井	水平井	剩余槽口

2) 调整井井身结构

本项目共计 33 口调整井，总进尺约 161563m，调整井井身结构及尺寸数据见下表。

表 2.4 调整井井身结构基本参数

序号	平台	井名	井眼尺寸 (")	深度 (m)	本井段进尺 (m)	侧钻点深度 (m)	总进尺 (m)
1	DF1-1 WHPA	DF1-1-A2H1	***	***	/	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
2		DF1-1-A4H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
3		DF1-1-A6H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
4		DF1-1-A7H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
			***	***	***		
5		DF1-1-A8H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
			***	***	***		
6		DF1-1-A9H5	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		

	7	DF1-1-A10H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	8	DF1-1-B3H2	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	9	DF1-1-B9H4	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	10	DF1-1-B10H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	11	DF1-1-B11H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	12	DF1-1-D10H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	13	DF1-1-D11H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	14	DF1-1-E2H2	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	15	DF1-1-E7H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	16	DF1-1-E8H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	17	DF1-1-E1H2	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	18	DF1-1-E6H2	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	19	DF1-1-F2H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
	20	DF1-1-F6H1	***	***	***	***	***
			***	***	***		

			***	***	***			
			***	***	***			
			***	***	***			
	21		DF1-1-F11H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	22		DF1-1-F12H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	23		DF1-1-F13H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	24		DF1-1-F14H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	25		DF1-1-F15H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	26		DF1-1-F16H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	27	DF1-1 PRP	DF1-1-P13H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	28		DF1-1-P1H1	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	29		DF1-1-P14H	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	30		DF1-1-P8H1	***	***	***	***	***
				***	***	***		
				***	***	***		
	31			DF1-1-P15H	***	***	***	***

			***	***	***		
			***	***	***		
			***	***	***		
32		DF1-1-P16H	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		
33		DF1-1-P17H	***	***	***	***	***
			***	***	***		
			***	***	***		

本项目侧钻井井身结构见图 2.5a 及图 2.5b。

保密内容，已删除

图 2.5a 侧钻井井身结构示意图（1）

保密内容，已删除

图 2.5b 侧钻井井身结构示意图（2）

本项目新钻井井身结构见图 2.6a 及图 2.6b。

保密内容，已删除

图 2.6a 新钻井井身结构示意图（1）

保密内容，已删除

图 2.6b 新钻井井身结构示意图（2）

3）产能预测

根据东方 1-1 气田各平台现有产能，结合本次 33 口调整井产能预测，以及本项目现有工程物流走向情况，东方 1-1 气田产能预测见下表。本次 33 口调整井投产后 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF、DF1-1CEPD 和 DF1-1PRP 平台产能预测表见附表。

表 2.5a 调整井投产前后东方 1-1 气田产能预测表（日产量）

时间	现有产能			新增产能			投产后产能		
	日产能(m³/d)			日产能(m³/d)			日产能(m³/d)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

表 2.5b 调整井投产前后东方 1-1 气田产能预测表（年产量）

时间	现有产能			新增产能			投产后产能		
	年产能（10 ⁴ m³/a）			年产能（10 ⁴ m³/a）			年产能（10 ⁴ m³/a）		
（年）	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

4）处理能力及依托海管校核

本项目处理设施能力校核见下表。

表 2.6 本项目处理设施能力校核

主要设施	项目	系统设计能力	本项目投产后预测最大处理量	依托是否可行
DF1-1CEPD	油（m³/d）	***	***	可行
	气（m³/d）	***	***	可行
	生产水(m³/d)	***	***	可行

本项目依托海管校核情况见下表。

表 2.7 本项目依托各管道设计参数及校核情况

序号	管道名称	设计寿命（年）	投产时间	管长（km）	设计参数		依托后参数		是否满足
					设计压力（kPa）	设计温度（℃）	最大压力（kPa）	最高温度（℃）	
1	DF1-1WHPE 至 DF1-1CEPD 间 12″ 海管	***	***	***	***	***	***	***	是

2	DF1-1CEPD 至 东方终端间 22 " 海管	***	***	***	***	***	***	***	是
3	DF1-1WHPA 至 DF1-1CEPD 间 12" 海管	***	***	***	***	***	***	***	是
4	DF1-1WHPB 至 DF1-1CEPD 间 12" 海管	***	***	***	***	***	***	***	是
5	DF1-1WHPF 至 DF1-1CEPD 间 12" 海管	***	***	***	***	***	***	***	是

由表 2.6 可知，本次调整井投产后，平台已有设施处理能力均可满足要求。由表 2.7 可知，经校核本项目投产后各依托管道温度、压力均小于原设计参数，满足依托要求。依托管道在原设计寿命年限内能够满足现设计条件，但在达到管道原设计寿命前需进行检测评估，根据评估情况采取相应措施，必要时予以更换，以保证管道在寿命延长期内的使用安全。

(2) DF1-1PRP 平台改造

DF1-1PRP 平台是 1 座四腿导管架无人生产辅助平台，与 DF1-1CEPD 栈桥连接，原平台设有 12 个井槽，3×4 排列。为满足新增调整井的需求，在原有井槽北侧新增 3 个井槽（新增井槽，1 个单简单井，2 个单筒双井，共计可以实施 5 口井，本项目实施 5 口调整井），同时对工艺管线进行改造、新增相关设备等。平台改造具体见表 2.8，改造示意图见附图 7。

表 2.8 平台改造方案

改造位置		改造内容
DF1-1PRP	中层甲板	工艺管线改造、井槽结构改造、新增管汇撬、新增立管和高低压管汇、新增井口控制盘、外扩井口操作台和外扩甲板
	底层甲板	工艺管线改造、井槽结构改造
	水上导管架	EL. (+)8 500 水平层，新增内挂井槽的井口片与原平台导管架结构采用焊接形式连接固定
	水下导管架	EL. (-)14 000 和 EL.(-)40 000 水平层，通过管卡连接新增井口片结构与平台导管架结构

总平面及现场布置

东方 1-1 气田现有 4 座井口平台（DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE 和 DF1-1WHPF），1 座中心平台（DF1-1CEPD）、1 座生产辅助平台（DF1-1PRP）以及相应的海底电缆管道。

本项目在 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF、DF1-1CEPD 和 DF1-1PRP 平台实施 33 口调整井，同时对 DF1-1PRP 平台进行平台改造。本项目工程设施平面布置图见附图 5。

本次调整井项目计划实施 33 口调整井。其中 DF1-1WHPA 平台 7 口（全部为侧钻井）、DF1-1WHPB 平台 4 口(全部为侧钻井)、DF1-1CEPD 平台 2 口(全部为侧钻井)、DF1-1WHPE 平台 5 口（全部为侧钻井）、DF1-1WHPF 平台 8 口（2 口侧钻井，6 口利用剩余井槽钻井）、DF1-1-PRP 平台 7 口（其中 2 口为侧钻井，其余 5 口为新增井槽新钻井）。本项目调整井

	井槽布置情况见附图 6。 DF1-1PRP平台改造平面布置图见附图7。																																																																																								
施工方案	一、调整井施工方案 （1）调整井施工方案及施工方式 本次调整井项目计划实施 33 口调整井。均计划采用海洋石油 944 钻井平台或者同等作业能力钻井平台进行钻完井作业。 1) 新钻井施工方式 新钻调整井施工流程：以 DF1-1WHPF 平台为例，首先进行 26" 隔水导管下入作业，然后使用海水/般土浆体系钻进 17-1/2" 井眼，下/固 13-3/8" 套管，钻 12-1/4" 井眼至中完井深，下/固 9-5/8" 套管，钻 8-1/2" 井眼至设计完钻井深，转入完井作业。 2) 老井侧钻施工方式 老井侧钻调整井流程：接井，压井，起甩老井生产管柱，组下弃井桥塞，注弃井水泥塞，采用切割回收 9-5/8"套管，侧钻 12-1/4"井眼，钻 12-1/4"井眼至中完井深，下/固 9-5/8"套管，钻 8-1/2"井眼至设计完钻井深，转入完井作业。 3) 原井处置方式 老井眼侧钻的调整井侧钻前，需要对原井进行弃井作业，主要步骤是将原井进行关井、压井作业、拆采油树并安装防喷器组、注弃井水泥塞等作业过程。侧钻调整井与正常的新钻井作业工艺基本一致。常规封堵过程：下入桥塞在设计位置坐封，桥塞下部挤注水泥，上部打水泥塞。固井工艺：下入桥塞到位后，用简易钻井液打通循环，固井泵泵注水泥浆至储层，水泥凝固后封固产层。 （2）调整井作业计划及施工顺序 本项目计划 2023 年 11 月至 2024 年 12 月施工，使用 2 艘拖轮运输物料等。具体计划见表 2.9。 表2.9 本项目调整井作业天数及作业人次 <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">序号</th><th rowspan="2">平台</th><th rowspan="2">井号</th><th colspan="2">施工天数（天）</th><th rowspan="2">施工人数（人）</th><th rowspan="2">施工船舶（艘）</th><th rowspan="2">计划开钻时间</th></tr> <tr> <th>钻完井时间</th><th>钻井时间</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td><td rowspan="7">DF1-1WHPA</td><td>DF1-1-A6H1</td><td>36</td><td>29</td><td>150</td><td>2</td><td>2023.11</td></tr> <tr> <td>2</td><td>DF1-1-A7H1</td><td>74</td><td>61</td><td>150</td><td>2</td><td>2023.11</td></tr> <tr> <td>3</td><td>DF-1-1-A4H1</td><td>28</td><td>21</td><td>150</td><td>2</td><td>2023.11</td></tr> <tr> <td>4</td><td>DF-1-1-A8H1</td><td>63</td><td>53</td><td>150</td><td>2</td><td>2023.11</td></tr> <tr> <td>5</td><td>DF-1-1-A10H1</td><td>30</td><td>23</td><td>150</td><td>2</td><td>2023.11</td></tr> <tr> <td>6</td><td>DF-1-1-A2H1</td><td>31</td><td>24</td><td>150</td><td>2</td><td>2023.11</td></tr> <tr> <td>7</td><td>DF1-1-A9H5</td><td>53</td><td>46</td><td>150</td><td>2</td><td>2023.11</td></tr> <tr> <td>8</td><td rowspan="3">DF1-1WHPB</td><td>DF1-1-B10H1</td><td>73</td><td>60</td><td>150</td><td>2</td><td>2024.3</td></tr> <tr> <td>9</td><td>DF1-1-B11H1</td><td>25</td><td>18</td><td>150</td><td>2</td><td>2024.3</td></tr> <tr> <td>10</td><td>DF1-1-B3H2</td><td>72</td><td>59</td><td>150</td><td>2</td><td>2024.3</td></tr> </tbody> </table>							序号	平台	井号	施工天数（天）		施工人数（人）	施工船舶（艘）	计划开钻时间	钻完井时间	钻井时间	1	DF1-1WHPA	DF1-1-A6H1	36	29	150	2	2023.11	2	DF1-1-A7H1	74	61	150	2	2023.11	3	DF-1-1-A4H1	28	21	150	2	2023.11	4	DF-1-1-A8H1	63	53	150	2	2023.11	5	DF-1-1-A10H1	30	23	150	2	2023.11	6	DF-1-1-A2H1	31	24	150	2	2023.11	7	DF1-1-A9H5	53	46	150	2	2023.11	8	DF1-1WHPB	DF1-1-B10H1	73	60	150	2	2024.3	9	DF1-1-B11H1	25	18	150	2	2024.3	10	DF1-1-B3H2	72	59	150	2	2024.3
序号	平台	井号	施工天数（天）		施工人数（人）	施工船舶（艘）	计划开钻时间																																																																																		
			钻完井时间	钻井时间																																																																																					
1	DF1-1WHPA	DF1-1-A6H1	36	29	150	2	2023.11																																																																																		
2		DF1-1-A7H1	74	61	150	2	2023.11																																																																																		
3		DF-1-1-A4H1	28	21	150	2	2023.11																																																																																		
4		DF-1-1-A8H1	63	53	150	2	2023.11																																																																																		
5		DF-1-1-A10H1	30	23	150	2	2023.11																																																																																		
6		DF-1-1-A2H1	31	24	150	2	2023.11																																																																																		
7		DF1-1-A9H5	53	46	150	2	2023.11																																																																																		
8	DF1-1WHPB	DF1-1-B10H1	73	60	150	2	2024.3																																																																																		
9		DF1-1-B11H1	25	18	150	2	2024.3																																																																																		
10		DF1-1-B3H2	72	59	150	2	2024.3																																																																																		

	11	DF1-1CEPD	DF1-1-B9H4	57	50	150	2	2024.3																						
	12		DF1-1-D10H1	30	23	150	2	2024.12																						
	13		DF1-1-D11H1	36	29	150	2	2024.12																						
	14	DF1-1WHPE	DF1-1-E2H2	73	60	150	2	2024.10																						
	15		DF1-1-E7H1	30	23	150	2	2024.10																						
	16		DF1-1-E1H2	28	21	150	2	2024.10																						
	17		DF1-1-E6H2	30	23	150	2	2024.10																						
	18		DF1-1-E8H1	27	20	150	2	2024.10																						
	19	DF1-1PRP	DF1-1-P8H1	25	18	150	2	2024.7																						
	20		DF1-1-P1H1	60	51	150	2	2024.7																						
	21		DF1-1-P14H	56	47	150	2	2024.7																						
	22		DF1-1-P13H	63	51	150	2	2024.7																						
	23		DF1-1-P16H	62	53	150	2	2024.7																						
	24		DF1-1-P17H	60	51	150	2	2024.7																						
	25		DF1-1-P15H	63	54	150	2	2024.7																						
	26	DF1-1WHPF	DF1-1-F14H	35	26	150	2	2024.2																						
	27		DF1-1-F2H1	70	57	150	2	2024.2																						
	28		DF1-1-F6H1	71	58	150	2	2024.2																						
	29		DF1-1-F11H	71	58	150	2	2024.2																						
	30		DF1-1-F12H	71	58	150	2	2024.2																						
	31		DF1-1-F13H	72	59	150	2	2024.2																						
	32		DF1-1-F16H	70	57	150	2	2024.2																						
	33		DF1-1-F15H	40	31	150	2	2024.2																						
(3) 钻井液 本次调整井根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、减阻润滑、安全和快速钻进、保护油气层的要求。本项目所用到的钻井液包括水基钻井液和油基钻井液，油基钻井液主要用于井深较大的井，以降低扭矩，减小井下钻进摩阻。 二、DF1-1PRP 平台改造施工方案 DF1-1PRP 平台改造主要包括新增井槽相关改造、平台组块上的结构改造、工艺管线改造、新增设备相关改造等。平台改造采用气田现有支持船，不新增施工作业船舶。 表2.10 平台改造施工计划一览表 <table><tr><th colspan="2">施工内容</th><th>施工时间</th><th>施工天数 (天)</th><th>施工人数 (人)</th></tr><tr><td rowspan="4">DF1-1PRP 平台改造</td><td>水上井槽施工</td><td>2023 年 12 月-2024 年 06 月</td><td>180</td><td>15</td></tr><tr><td>水下井槽安装</td><td>2024 年 05 月-2024 年 06 月</td><td>45</td><td>20</td></tr><tr><td>井槽楔块</td><td>2025 年 04 月-2025 年 04 月</td><td>15</td><td>35</td></tr><tr><td>工艺管线改造、新增设备改造</td><td>2023 年 12 月-2024 年 05 月</td><td>150</td><td>20</td></tr></table>									施工内容		施工时间	施工天数 (天)	施工人数 (人)	DF1-1PRP 平台改造	水上井槽施工	2023 年 12 月-2024 年 06 月	180	15	水下井槽安装	2024 年 05 月-2024 年 06 月	45	20	井槽楔块	2025 年 04 月-2025 年 04 月	15	35	工艺管线改造、新增设备改造	2023 年 12 月-2024 年 05 月	150	20
施工内容		施工时间	施工天数 (天)	施工人数 (人)																										
DF1-1PRP 平台改造	水上井槽施工	2023 年 12 月-2024 年 06 月	180	15																										
	水下井槽安装	2024 年 05 月-2024 年 06 月	45	20																										
	井槽楔块	2025 年 04 月-2025 年 04 月	15	35																										
	工艺管线改造、新增设备改造	2023 年 12 月-2024 年 05 月	150	20																										
其他	无																													

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状	本项目位于海南岛西南部海域，根据《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》和海南省“三区三线”划定成果，本项目 33 口调整井所在的 6 个平台（DF1-1WHPA 平台、DF1-1WHPB、DF1-1CEPD 平台、DF1-1WHPE 平台、DF1-1WHPF 平台、DF1-1-PRP 平台）位于海南省海洋功能区划的莺歌海盆地矿产与能源区范围内，位于海南省“三区三线”划定成果中的生态保护红线之外。 一、调查资料来源 1、水质、生物生态、沉积物现状资料来源 本次水质、生物生态、沉积物调查资料引自《东方 1-1 气田 7 井区开发项目秋季环境质量现状调查与评价》。 调查时间：2022 年 9 月 23 日~11 月 3 日； 调查内容：海水水质、生物生态、沉积物； 调查单位：***； 调查站位：共设置 55 个，包括水质站 55 个，海洋生态站（浮游植物、浮游动物、底栖生物等）、沉积物站和生物质量站 35 个。站位图见附图 9.1。 2、渔业资源资料来源 本次渔业资源调查资料引自《东方 1-1 气田 7 井区开发项目渔业资源秋季现状调查与评价》。 调查时间：2022 年 10 月 10~21 日； 调查内容：鱼卵仔稚鱼、游泳生物； 调查单位：***； 调查站位：共设置 13 个。站位图见附图 9.2。 二、水环境质量调查结果 1、评价因子 选取 pH、溶解氧（DO）、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共 15 项作为评价因子。 2、评价标准 根据《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）和《海洋生物质量》（GB18421-2001），对照《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》和《全国海洋功能区划（2011-2020）》中对各功能区水质、沉积物、生物质量管理目标要求，确定各调查站位水质、沉积物、生物质量评价执行标准情况。 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）》，调查站位中有 41 个水质站位位于功能区划的莺歌海盆地矿产与能源
--------	--

(B4-06) 范围内, 有 7 个水质站位位于功能区划的海南岛外海农渔业区 (B1-10) 范围内。评价因子应执行该功能区的环境保护要求, 具体评价标准详见表 3.6。

3、评价结果

本次调查海区海水水质分析及评价结果表明: 海水中 pH、化学需氧量 (COD)、石油类、活性磷酸盐、无机氮、总汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物、挥发性酚的等 13 项评价因子符合第一类海水水质标准要求。有 16 个站位溶解氧、11 个站位铅满足《海水水质标准》(GB3097-1997) 第二类水质标准要求, 其余站位的溶解氧和铅均满足《海水水质标准》(GB3097-1997) 第一类水质标准要求。所有站位的水质评价结果均符合所在区域的水质标准。

表 3.1 调查超出第一类水质标准的因子及站位

评价因子	表层	10m 层	50m 层	底层	汇总	符合标准
DO	/	/	P7、P8、P10、P11	P1、P7~11、P19、P36~41、P44~46、P55	P1、P7~11、P19、P36~41、P44~46、P55 (16 个)	均满足《海水水质标准》(GB3097-1997) 第二类水质标准要求。
铅	P33、P35、P47、P48	P26、P31、P32、P38、P52	P25、P51、P52	/	P25、P26、P31、P32、P33、P35、P38、P47、P48、P51、P52 (11 个)	

三、海洋沉积物环境质量现状调查结果

1、评价因子

选取有机碳、石油类、硫化物、铜、铅、镉、锌、铬、总汞、砷共 10 项作为评价因子。

2、评价标准

调查站位中有 28 个沉积物站位位于功能区划的莺歌海盆地矿产与能源区 (B4-06) 范围内, 有 4 个沉积物站位位于功能区划的海南岛外海农渔业区 (B1-10) 范围内。评价因子应执行该功能区的环境保护要求, 具体评价标准详见表 3.6。

3、评价结果

调查结果显示, 调查海域沉积物环境总体较好, 所有评价因子均符合《海洋沉积物质量 (GB18668-2002)》规定的第一类沉积物质量标准, 且均符合所在区域的沉积物质量标准。

四、海洋生态环境质量现状调查结果

与水质、沉积物现状调查同步, 进行了叶绿素 a 和初级生产力、浮游植物、浮游动物和底栖生物海洋生态现状调查。

(1) 叶绿素 a

调查海域各站叶绿素 a 分布情况:

表层叶绿素 a 范围为 (0.03~0.16) mg/m³, 均值为 0.08 mg/m³; 50m 层范围为 (0.08~0.51) mg/m³, 均值 0.24mg/m³; 底层范围为 (0.07~0.60) mg/m³, 均值为 0.30 mg/m³。

参照美国环保局 (EPA) 关于叶绿素 a 含量的评价标准 (叶绿素 a 含量低于 4 mg/m³ 为

贫营养, ($4\sim10$) mg/m^3 为中营养, 超过 $10\text{ mg}/\text{m}^3$ 为富营养), 本项目所在海域叶绿素 a 处于贫营养化水平。 (2) 初级生产力 各站海洋初级生产力差异较小, 范围为 ($86.48\sim386.15$) $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$, 平均为 $234.86\text{ mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$, 初级生产力总体上处于中低水平。 (3) 浮游植物 ①浮游植物的种类组成 调查海域共出现浮游植物 4 门 50 属 197 种, 硅藻种类最多, 有 35 属 120 种, 占总物种数的 60.9%。 ②浮游植物密度和分布 调查海区各站位浮游植物密度变化范围在 ($1.331\sim46.87$) $\times 10^4$ 个/m^3 之间, 平均密度为 7.331×10^4 个/m^3。 ③生物多样性及均匀度 海区各站位多样性指数变化范围在 $3.462\sim5.274$ 之间, 海区多样性高, 平均值为 4.293。均匀度变化范围在 $0.595\sim0.877$ 之间, 平均值为 0.761; 丰富度指数变化范围在 $1.487\sim4.267$ 之间, 平均值为 3.297, 海区浮游植物丰富度高。上述结果表明该海区浮游植物物种多样性和均匀度均处于高水平, 指示该海区本次调查浮游植物生态环境适合维持较好的群落组成。 (4) 浮游动物 ①种类组成 本次调查共鉴定出终生浮游动物 16 类 226 种和阶段性浮游幼体 (包鱼卵和仔稚鱼) 19 类。各类群中以桡足类种类数最多, 共出现 93 种, 占总种类数的 38.0%。 ②浮游动物生物量、密度及分布 调查海区各站位浮游动物生物量变化范围在 ($11.43\sim510.62$) mg/m^3, 平均值为 $60.52\text{ mg}/\text{m}^3$。 ③生物多样性指数及均匀度 调查海区浮游动物种类多样性普遍较好, 各站位多样性指数变化范围在 $2.01\sim5.01$ 之间, 平均值为 4.03, 海区各站位多样性指数基本在较好以上水平。均匀度介于 $0.36\sim0.86$ 之间, 平均值为 0.67。丰富度介于 $6.20\sim15.61$ 之间, 平均值为 10.69, 丰富度较良好, 各站位均匀度绝大部分都较高。从各项群落指数来看, 调查海区浮游动物种类丰富, 多样性水平普遍较好, 群落种间均匀度基本较良好, 群落结构稳定性较好。 (5) 底栖生物 ①种类组成和分布 本次调查共鉴定出底栖生物 7 大门类 207 种 (含少数未鉴定到种的种类)。其中节肢动物的种类数最多, 有 66 种, 占总种类数的 31.9%。其中大部分种类为亚热带-热带暖水性种

类，少数为北太平洋广分布种。

②数量分布

底栖生物定量样品种类共有 7 大类 54 种，多数为栖息在泥中的小个体无脊椎动物，其中环节动物种类最多（22 种）。底栖生物的生物量变化范围为（0.08~31.23）g/m²，平均生物量为 5.54 g/m²；栖息密度变化范围为（5.00~70.00）ind./m²，平均栖息密度为 20.57 ind./m²。

③生物多样性指数及均匀度

本项目所在海域底栖生物多样性指数变化范围 0.24~4.80，平均为 2.43；均匀度分布范围在 0.06~0.97，平均为 0.54；丰富度指数变化范围在 1.40~5.46，平均为 3.00。总体而言，该海区底栖生物种类多样性不高，优势种（脆棒鳞蛇尾和薄饼干海胆）数量偏多，在一定程度上影响群落结构的稳定性。

（6）生物质量

①评价因子

本次调查共测定底栖生物的生物质量样品 40 份，包括软体类 2 种 2 份，甲壳类 4 种 15 份，鱼类 14 种 23 份。测定的污染物质有：汞（Hg）、砷（As）、铜（Cu）、铅（Pb）、镉（Cd）、锌（Zn）、总铬（Cr）和石油烃

②评价结果

调查海域所采集生物样品中，甲壳类、鱼类和软体类的全部评价因子的单项标准指数值均小于 1，满足生物质量评价标准的要求。由此可见，海区底栖生物中鱼类、甲壳类和软体类各项评价因子均未超标，生物质量状况优，调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

五、渔业资源调查结果

（1）鱼卵、仔稚鱼

采集的 26 个样品共鉴定出 42 个鱼卵仔稚鱼种类，隶属于 20 目 39 科。13 个站水平拖网共采到鱼卵 344 粒，仔稚鱼 530 尾。平均密度鱼卵为 128 粒/1000 m³，仔稚鱼为 165 尾/1000 m³。鱼卵和仔稚鱼在所有站均可采获。13 个站垂直拖网共采到鱼卵 34 粒，仔稚鱼 61 尾。平均密度鱼卵为 168 粒/1000 m³，仔稚鱼为 303 尾/1000 m³。有 10 个站采集到鱼卵，除 S13 外的其余站位均可采获仔稚鱼。

（2）鱼类

调查期间共捕获鱼类 127 种，隶属 16 目 57 科。鱼类平均重量和尾数渔获率分别为 67.25 kg/h 和 9420 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 908.18 kg/km² 和 127212 ind/km²。其中，幼鱼的平均重量和尾数渔获率分别为 21.86 kg/h 和 3581 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 295.24 kg/km² 和 48366 ind/km²；成鱼的平均重量和尾数渔获率分别为 45.39 kg/h 和 5838 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 612.94 kg/km² 和 78846 ind/km²。

（3）头足类

本次调查共获头足类种类 15 种，隶属于 3 目 4 科。根据渔获率，估算出头足类的平均

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	重量和尾数渔获率分别为 3.71 kg/h 和 126 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 50.04 kg/km² 和 1704 ind/km²。其中，幼体的平均重量和尾数渔获率分别为 2.01 kg/h 和 66 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 27.15 kg/km² 和 895 ind/km²；成体的平均重量和尾数渔获率分别为 1.7 kg/h 和 60 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 22.89 kg/km² 和 809 ind/km²。 (4) 甲壳类 本次调查渔获甲壳类 36 种，分隶 2 目 15 科。甲壳类的平均重量和尾数渔获率分别为 5.46 kg/h 和 1179 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 73.70 kg/km² 和 15920 ind/km²。其中，幼体的平均重量和尾数渔获率分别为 2.43 kg/h 和 545 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 32.85 kg/km² 和 7366 ind/km²；成体的平均重量和尾数渔获率分别为 3.03 kg/h 和 633 ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 40.85 kg/km² 和 8554 ind/km²。 在甲壳类的各类群中，以虾类的资源密度最多，为 46.35 kg/km²；其次为蟹类，资源密度为 22.43 kg/km²；虾蛄类只是在个别站位出现，资源密度为 4.92 kg/km²。其中，虾类幼体的平均尾数资源密度为 6153 ind/km²，成体的平均重量资源密度为 25.68 kg/km²；蟹类幼体的平均尾数资源密度为 791 ind/km²，成体的平均重量资源密度为 12.48 kg/km²；虾蛄类幼体的平均尾数资源密度为 423 ind/km²，成体的平均重量资源密度为 2.69 kg/km²。																											
	(1) 相关工程环保手续执行情况 本项目相关工程环评及批复情况如下表。 表 3.2 本项目相关工程环评及批复情况 <table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th><th>报告名称</th><th>主要建设内容</th><th>本工程依托或改造内容</th><th>环评批复</th><th>竣工验收</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td><td>《东方 1-1 天然气田开发工程环境影响报告书》</td><td>①新建 6 座平台 WHPA、WHPB、WHPC、WHPE、CEP、GCP； ②新建 4 条气田内部集气管道（WHPA-CEP，5.6km、WHPB-CEP，6.8km、WHPE-CEP，3.6km、WHPC-WHPB 3.6km） ③新建一条 CEP 中心处理平台至东方分输站外输气管道 116km</td><td>本工程在 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1CEPD 平台进行调整井作业，依托 DF1-1CEPD 进行油气水处理。</td><td>环发[1997]470 号</td><td>国海环字[2004]306 号 国海环字[2008]107 号</td></tr> <tr> <td>2</td><td>《东方 1-1 气田一期调整项目环境影响报告书》</td><td>①新建 1 座平台井口 WHPF； ②新建一条 DF1-1WHPF 平台至 DF1-1CEPD 平台长 9.063km 的海底混输管道； ③新建一条 DF1-1CEPD 平台至 DF1-1WHPF 平台长 9.063km 的海底复合电缆。</td><td>本工程在 DF1-1WHPF 平台进行调整井作业。</td><td>国海环字[2013]727 号</td><td>国海环字[2016]5 号</td></tr> <tr> <td>3</td><td>《东方 1-1 气田综合调整项目环境影响报告表》</td><td>DF1-1 气田实施 8 口调整井作业</td><td>对 DF1-1WHPA 和 DF1-1WHPE 平台进行改造，各增设生活设施及一套电解式生</td><td>国海环字[2016]567 号</td><td>/</td></tr> </tbody> </table>					序号	报告名称	主要建设内容	本工程依托或改造内容	环评批复	竣工验收	1	《东方 1-1 天然气田开发工程环境影响报告书》	①新建 6 座平台 WHPA、WHPB、WHPC、WHPE、CEP、GCP； ②新建 4 条气田内部集气管道（WHPA-CEP，5.6km、WHPB-CEP，6.8km、WHPE-CEP，3.6km、WHPC-WHPB 3.6km） ③新建一条 CEP 中心处理平台至东方分输站外输气管道 116km	本工程在 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1CEPD 平台进行调整井作业，依托 DF1-1CEPD 进行油气水处理。	环发[1997]470 号	国海环字[2004]306 号 国海环字[2008]107 号	2	《东方 1-1 气田一期调整项目环境影响报告书》	①新建 1 座平台井口 WHPF； ②新建一条 DF1-1WHPF 平台至 DF1-1CEPD 平台长 9.063km 的海底混输管道； ③新建一条 DF1-1CEPD 平台至 DF1-1WHPF 平台长 9.063km 的海底复合电缆。	本工程在 DF1-1WHPF 平台进行调整井作业。	国海环字[2013]727 号	国海环字[2016]5 号	3	《东方 1-1 气田综合调整项目环境影响报告表》	DF1-1 气田实施 8 口调整井作业	对 DF1-1WHPA 和 DF1-1WHPE 平台进行改造，各增设生活设施及一套电解式生	国海环字[2016]567 号
序号	报告名称	主要建设内容	本工程依托或改造内容	环评批复	竣工验收																							
1	《东方 1-1 天然气田开发工程环境影响报告书》	①新建 6 座平台 WHPA、WHPB、WHPC、WHPE、CEP、GCP； ②新建 4 条气田内部集气管道（WHPA-CEP，5.6km、WHPB-CEP，6.8km、WHPE-CEP，3.6km、WHPC-WHPB 3.6km） ③新建一条 CEP 中心处理平台至东方分输站外输气管道 116km	本工程在 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1CEPD 平台进行调整井作业，依托 DF1-1CEPD 进行油气水处理。	环发[1997]470 号	国海环字[2004]306 号 国海环字[2008]107 号																							
2	《东方 1-1 气田一期调整项目环境影响报告书》	①新建 1 座平台井口 WHPF； ②新建一条 DF1-1WHPF 平台至 DF1-1CEPD 平台长 9.063km 的海底混输管道； ③新建一条 DF1-1CEPD 平台至 DF1-1WHPF 平台长 9.063km 的海底复合电缆。	本工程在 DF1-1WHPF 平台进行调整井作业。	国海环字[2013]727 号	国海环字[2016]5 号																							
3	《东方 1-1 气田综合调整项目环境影响报告表》	DF1-1 气田实施 8 口调整井作业	对 DF1-1WHPA 和 DF1-1WHPE 平台进行改造，各增设生活设施及一套电解式生	国海环字[2016]567 号	/																							

			活污水处理装置，处理能力5.04m ³ /d。		
4	《东方 1-1 气田调整项目环境影响报告表》	新建一条 DF1-1 WHPE 平台至 DF1-1 CEPD 平台 3.6km 长的 12" 混输海管	对 DF1-1WHPB 平台进行改造，增设生活设施及一套电解式生活污水处理装置，处理能力5.04m ³ /d。	环审 [2018]89 号	/
5	《东方 13-2 气田群开发工程环境影响报告书》	①新建 DF13-2CEPB、DF13-2WHPA 和 DF1-1 PRP 平台； ②新建 5 条海底管道；新建 2 条海底电缆。	本工程在 DF1-1PRP 平台进行调整井作业和平台改造。	国海环字 [2016]489 号	环验 [2021]3 号
	《东方 13-2 气田群开发工程变更环境影响专题评估报告》			海办环字 [2018]35 号	

(2) 环保设施运行情况

东方 1-1 气田除 DF1-1 CEPD 上设生产水处理系统外，其余井口平台均不设生产水处理系统，生产水处理合格后排海。DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1CEPD 和 DF1-1WHPF 平台上有生活污水处理系统。DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE 平台的生活污水处理系统于 2018 年建成，2022 年 7 月投入使用。

DF1-1 CEPD 平台生产水处理系统运转正常，工作效率良好。排放浓度满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准的要求(含油量≤45mg/L)。生活污水经处理后 COD 含量≤500mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中对三级海域的要求。环保设施运行情况良好，生活污水和生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

表3.3 DF1-1CEPD平台生产水处理设施处理效果

时间	排水量（m ³ ）	含油浓度（mg/L）
2022.1	***	21.07
2022.2	***	22.89
2022.3	***	21.47
2022.4	***	22.24
2022.5	***	25.17
2022.6	***	20.58
2022.7	***	18.64
2022.8	***	22.04
2022.9	***	26.73
2022.10	***	23.12
2022.11	***	15.93
2022.12	***	16.57

表3.4 各平台生活污水处理设施处理效果

时间	DF1-1 WHPA		DF1-1 WHPB		DF1-1WHPE		DF1-1 CEPD		DF1-1 WHPF	
	月排放量(m ³)	COD (mg/L)	月排放量(m ³)	COD (mg/L)	月排放量(m ³)	COD (mg/L)	月排放量(m ³)	COD (mg/L)	月排放量(m ³)	COD (mg/L)
2022.1	/	/	/	/	/	/	631.98	135	77.47	124
2022.2	/	/	/	/	/	/	533.10	26	23.95	30

	2022.3	/	/	/	/	/	/	974.30	12	88.00	16
	2022.4	/	/	/	/	/	/	937.90	16	136.60	15
	2022.5	/	/	/	/	/	/	731.80	27	54.60	22
	2022.6	/	/	/	/	/	/	827.80	25	35.20	28
	2022.7	27.35	56	28.69	66	35.82	67	947.00	71	59.20	69
	2022.8	51.30	119	58.88	101	39.56	91	692.75	133	59.22	74
	2022.9	18.36	54	30.70	93	30.27	57	543.18	93	54.27	117
	2022.10	28.20	25	42.87	49	69.81	35	627.09	40	50.68	48
	2022.11	60.71	24	71.41	20	59.44	18	841.22	17	56.32	22
	2022.12	81.60	10	80.92	9	101.38	12	996.99	11	63.30	10
	三、风险事故回顾										
	根据建设单位提供资料，东方 1-1 气田自投产以来未发生过溢油事故。										

生态环境 保护 目标	本项目位于海南岛西南部莺歌海海域、离岸较远，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。																											
	本项目距离海洋保护区、海洋生态红线区等敏感目标较远，参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2014）》中海洋生态环境影响三级评价范围（5km），本项目所在平台周边 5km 范围的敏感目标主要为渔业“三场一通道”，本项目位于红笛鲷、鲱鲤类北部湾和长尾大眼鲷北部湾产卵场内，详见附图 8.2。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 75km 以上，详见附图 8.1。本项目周边主要环境保护目标详见表 3.5。																											
	表 3.5 本项目周边环境敏感目标																											
	<table><tr><td>类型</td><td>功能区名称</td><td>最短距离（km）</td><td>方位</td><td>重点保护目标</td></tr><tr><td rowspan="3">产卵场</td><td>红笛鲷北部湾产卵场</td><td colspan="2">位于其中</td><td>红笛鲷（产卵期 4~7 月）</td></tr><tr><td>鲱鲤类北部湾产卵场</td><td colspan="2">位于其中</td><td>鲱鲤类（产卵期 2~8 月）</td></tr><tr><td>长尾大眼鲷北部湾产卵场</td><td colspan="2">位于其中</td><td>长尾大眼鲷（产卵期 5~7 月）</td></tr></table>											类型	功能区名称	最短距离（km）	方位	重点保护目标	产卵场	红笛鲷北部湾产卵场	位于其中		红笛鲷（产卵期 4~7 月）	鲱鲤类北部湾产卵场	位于其中		鲱鲤类（产卵期 2~8 月）	长尾大眼鲷北部湾产卵场	位于其中	
类型	功能区名称	最短距离（km）	方位	重点保护目标																								
产卵场	红笛鲷北部湾产卵场	位于其中		红笛鲷（产卵期 4~7 月）																								
	鲱鲤类北部湾产卵场	位于其中		鲱鲤类（产卵期 2~8 月）																								
	长尾大眼鲷北部湾产卵场	位于其中		长尾大眼鲷（产卵期 5~7 月）																								

备注：产卵期时间来源于《中国海洋渔业水域图》（第一批）南海区渔业水域图（第一批）

评价 标准	(1) 环境质量标准																								
	本项目位于《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》的海南岛西南部海域，位于《海南省海洋功能区划（2011-2020）》规划的莺歌海盆地矿产与能源区范围内，位于海南省“三区三线”划定成果中的生态保护红线外。根据《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》和《海南省海洋功能区划（2011-2020）》，本项目所采用的环境质量评价标准见下表。																								
	表 3.6 环境质量标准																								
	<table><tr><td>类别</td><td colspan="4">采用标准</td><td colspan="2">适用对象</td></tr><tr><td>海水水质</td><td>《海水水质标准》（GB3097-1997）</td><td colspan="4">P5、P6、P12、P18、P48、P49、P54 需满足一类海水水质标准，其余站位不劣于现状</td><td colspan="2">环境质量现状评价、环境影响评价</td></tr></table>											类别	采用标准				适用对象		海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	P5、P6、P12、P18、P48、P49、P54 需满足一类海水水质标准，其余站位不劣于现状				环境质量现状评价、环境影响评价
类别	采用标准				适用对象																				
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	P5、P6、P12、P18、P48、P49、P54 需满足一类海水水质标准，其余站位不劣于现状				环境质量现状评价、环境影响评价																			

海洋沉积物	《海洋沉积物质量》 （GB18668-2002）	P6、P18、P49、P54 需满足一类海洋沉积物质量标准，其余站位不劣于现状	海洋沉积物质量评价		
海洋生态	《海洋生物质量》 （GB18421-2001）	P6、P18、P49、P54 需满足一类海洋生物质量标准，其余站位不劣于现状	贝类（双壳类）的生物质量评价		
	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	/	鱼类、甲壳类和软体类的重金属生物质量评价		
	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	/	鱼类、甲壳类和软体类的石油烃生物质量评价		

(2) 污染物排放和控制标准

本项目位于海南岛西南部莺歌海海域，位于海南省东方市莺歌海镇正西方约 100km 处，距离东方市约 113km，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），气田所在海域属于三级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），气田所在海域属于二级海区。本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

表 3.7 污染物排放标准					
污染物	采用标准	等级/海区等级	污染因子	标准值	适用对象
水基钻井液、水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的水基钻井液、水基钻井液钻屑
			Hg（重晶石中最大值）	≤1mg/kg	
			Cd（重晶石中最大值）	≤3mg/kg	
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）	二级	生物毒性容许值≥20000mg/L		
非水基钻井液	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	不得排放入海			非水基钻井液
非水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的非水基钻井液钻屑
			Hg（重晶石中最大值）	≤1mg/kg	
			Cd（重晶石中最大值）	≤3mg/kg	
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	三级	石油类	石油类≤45mg/L（月平均值） 石油类≤65mg/L（一次容许值）	油田排放的含油生产水
	《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≥10000mg/L		
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	各平台生活污水排放
生产垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	三级	禁止排放或弃置入海		钻井/生产作业生产垃圾和生活垃圾
生活垃圾			除颗粒直径<25mm 的食品废弃物以外，禁止其它生活垃圾排放或弃置入海		
钻井平台机舱、机房和甲	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》	石油类≤15mg/L			钻井设施机舱、机房和甲

	板含油污水	(GB4914-2008)		板含油污水
	船舶机舱含油污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3542-2018)	石油类≤15mg/L	船舶污染物的排放
	船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	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。	
	船舶垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	塑料废弃物: 收集并排入接收设施; 食品废弃物: 在距最近陆地 3 海里以内(含)的海域, 应收集并排入接收设施; 在距最近陆地 3 海里至 12 海里(含)的海域, 粉碎或磨碎至直径不大于 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。	
其他	无			

四、生态环境影响分析

1、施工期产污环节及污染源分析

本项目污染物主要为调整井钻井阶段产生的钻井液、钻屑等，此外还有施工期人员产生的少量生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。

（1）钻井液

本次调整井项目钻井作业中钻井液循环使用，水基钻井液其排放节点主要有4个：外排钻屑携带、提带、固井置换、更换泥浆体系及钻井作业完成后的一次性排放，油基钻井液全部回收。

本次调整井水基钻井液和油基钻井液使用及核算结果见下表，产生总量约为32365m³，其中水基钻井液24087m³、油基钻井液8278m³。钻井液最大排放速率出现在钻井液体系前的一次性排放，水基钻井液最大平均排放速率约35m³/h。排放位置：水下25米排放。水基钻井液检测达标后排放，若超标则运回陆地处理；油基钻井液全部运回陆地处理。

表4.1 本项目调整井钻井液核算结果

平台	井 名	油基钻井液 (m ³)	水基钻井液总 量 (m ³)	钻井液 产生总 量(m ³)	钻井液 排放总 量(m ³)	最大一次 性排放量 (m ³)	钻井液平 均排放速 率(m ³ /h)
DF1-1WHPA	DF1-1-A6H1	0	655	655	655	120	35
	DF1-1-A7H1	914	1164	2078	1164	105	35
	DF1-1-A4H1	0	508	508	508	90	35
	DF1-1-A8H1	612	1024	1636	1024	95	35
	DF1-1-A10H1	0	552	552	552	100	35
	DF1-1-A2H1	0	592	592	592	110	35
	DF1-1-A9H5	514	811	1325	811	70	35
DF1-1WHPB	DF1-1-B10H1	778	1190	1968	1190	120	35
	DF1-1-B11H1	0	282	282	282	50	35
	DF1-1-B3H2	579	991	1570	991	85	35
	DF1-1-B9H4	535	947	1482	947	85	35
DF1-1CEPD	DF1-1-D10H1	0	524	524	524	100	35
	DF1-1-D11H1	0	583	583	583	105	35
DF1-1WHPE	DF1-1-E2H2	779	1191	1970	1191	120	35
	DF1-1-E7H1	0	547	547	547	100	35
	DF1-1-E1H2	0	499	499	499	90	35
	DF1-1-E6H2	0	560	560	560	110	35
	DF1-1-E8H1	0	466	466	466	90	35
DF1-1PRP	DF1-1-P8H1	0	384	384	384	70	35
	DF1-1-P1H1	537	949	1486	949	80	35
	DF1-1-P14H	482	838	1320	838	70	35
	DF1-1-P13H	154	755	909	755	100	35
	DF1-1-P15H	574	930	1504	930	80	35
	DF1-1-P16H	562	919	1481	919	85	35
	DF1-1-P17H	269	626	895	626	50	35

施工期生态环境影响分析

DF1-1WHPF	DF1-1-F14H	41	534	575	534	80	35
	DF1-1-F2H1	43	664	707	664	85	35
	DF1-1-F6H1	200	778	978	778	100	35
	DF1-1-F11H	45	704	749	704	95	35
	DF1-1-F12H	202	778	980	778	100	35
	DF1-1-F13H	201	778	979	778	100	35
	DF1-1-F16H	194	778	972	778	100	35
	DF1-1-F15H	63	586	649	586	80	35
合计		8278	24087	32365	24087	/	/

注：钻井液产生总量=油基钻井液+水基钻井液；钻井液排放总量=水基钻井液。

(2) 钻屑

本次调整井项目计划实施33口调整井，其中22口为老井侧钻（侧钻点以上无钻屑量产生）。根据井身结构、钻井数量、钻井液使用情况等数据计算，钻屑产生总量约为20374 m³，其中水基钻井液钻屑16214m³、油基钻井液钻屑4160m³。钻屑单井最大平均排放速率约20.92m³/d。

表 4.2 本项目钻屑量统计

平台	井 名	钻屑排放天数 (天)	油基钻井液钻屑(m ³)	水基钻井液钻屑总量(m ³)	钻屑产生总量(m ³)	钻屑排放量(m ³)	钻屑最大排放速率(m ³ /d)	钻屑平均排放速率(m ³ /d)
DF1-1WHPA	DF1-1-A6H1	29	0	336	336	336	80	11.59
	DF1-1-A7H1	61	470	640	1110	1110	260	18.20
	DF1-1-A4H1	21	0	261	261	261	80	12.43
	DF1-1-A8H1	53	314	593	907	907	260	17.11
	DF1-1-A10H1	23	0	284	284	284	80	12.35
	DF1-1-A2H1	24	0	305	305	305	80	12.71
	DF1-1-A9H5	46	262	464	726	726	260	15.78
DF1-1WHPB	DF1-1-B10H1	60	400	679	1079	1079	260	17.98
	DF1-1-B11H1	18	0	143	143	143	80	7.94
	DF1-1-B3H2	59	296	576	872	872	260	14.78
	DF1-1-B9H4	50	275	554	829	829	260	16.58
DF1-1CEPD	DF1-1-D10H1	23	0	269	269	269	80	11.70
	DF1-1-D11H1	29	0	299	299	299	80	10.31
DF1-1WHPE	DF1-1-E2H2	60	401	680	1081	1081	260	18.02
	DF1-1-E7H1	23	0	281	281	281	80	12.22
	DF1-1-E1H2	21	0	256	256	256	80	12.19
	DF1-1-E6H2	23	0	288	288	288	80	12.52
	DF1-1-E8H1	20	0	240	240	240	80	12.00
DF1-1PRP	DF1-1-P8H1	18	0	195	195	195	160	10.83
	DF1-1-P1H1	51	274	553	827	827	260	16.22
	DF1-1-P14H	47	246	647	893	893	260	19.00
	DF1-1-P13H	51	68	655	723	723	220	14.18
	DF1-1-P15H	53	293	693	986	986	260	18.60
	DF1-1-P16H	51	288	688	976	976	260	19.14

	DF1-1-P17H	54	135	536	671	671	260	12.43
	DF1-1-F14H	26	19	525	544	544	260	20.92
	DF1-1-F2H1	57	20	627	647	647	260	11.35
	DF1-1-F6H1	58	87	686	773	773	260	13.33
	DF1-1-F11H	58	21	648	669	669	260	11.53
	DF1-1-F12H	58	88	686	774	774	260	13.34
	DF1-1-F13H	59	88	686	774	774	260	13.12
	DF1-1-F16H	57	85	686	771	771	260	13.53
	DF1-1-F15H	31	30	555	585	585	260	18.87
合计		1372	4160	16214	20374	20374	/	/

注：钻屑产生总量=油基钻井液钻屑+水基钻井液钻屑；钻屑排放量=油基钻井液钻屑+水基钻井液钻屑。

钻屑排放位置及方式：排放为水下25米排放，水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑检测达标（含油率低于8%）后排放，若含油量若达不到排放标准则收集运回陆地，交由陆地有资质的单位接收处理。

（3）生活垃圾、生活污水

海上施工阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据日常运营经验数据：生活垃圾按1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按1.0kg/（人·日）计算，生活污水根据中国海油多年海上油气开发经验数值，按0.35m³/（人·日）计算。本项目生活垃圾产生量约389.82t，其中食品废弃物约259.88t；生活污水约90956.25m³。

表 4.3 生活污废核算结果表

施工内容		施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)	生活污水 (m ³)		生活垃圾 (t)	
				产生负荷	产生量	产生负荷	产生量
平台改造	调整井	150	1685	0.35m ³ (人·天)	88462.50	1.5kg (人·天)	379.13
	水上井槽施工	15	180		945.00		4.05
	水下井槽安装	20	45		315.00		1.35
	井槽楔块	35	15		183.75		0.79
	工艺管线改造、新增设备改造	20	150		1050.00		4.50
总计		/	2075	/	90956.25	/	389.82

（4）生产垃圾

本项目施工过程中产生的生产垃圾，包括一般工业垃圾和危险废物，其中危险废物主要为含油生产垃圾，根据经验数据，调整井作业含油生产垃圾按单井作业期间大约产生 0.5t 核算；一般工业垃圾按单井作业期间大约产生 1t 核算；本次共计 33 口调整井，危险废物产生量约为 16.5t，全部运回陆上交有资质单位处理；一般工业垃圾产生量约为 33t，全部运回陆上处理。

本项目涉及 DF1-1PRP 平台改造，改造过程中产生的废弃零件、边角料、包装材料等，按一个平台产生一般工业垃圾 2t 核算。

（5）船舶含油污水

本项目调整井作业期间使用2艘拖轮运输物料等，调整井作业工期约为1685天，根据工程作业期估算作业期内船舶含油污水的源强。船舶含油污水按每船每日0.5m³计算。施工期，船舶含油污水产生量约为1685m³。

（6）钻井平台机舱、机房和甲板含油污水

本项目调整井作业期间使用1座钻井平台进行调整井作业，调整井作业工期约为1685天，根据工程作业期估算作业期内钻井平台机舱、机房和甲板含油污水的源强。钻井平台机舱、机房和甲板含油污水按每平台每日0.5m³计算。施工期，含油污水产生量约为842.5m³。

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

表 4.4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称		产生量	排放量	处理方式
钻屑		20374m ³	20374m ³	检验合格达标排海
水基钻井液		24087m ³	24087m ³	检验合格达标排海
油基钻井液		8278m ³	8278m ³	运回陆地交有资质单位处理
生活污水		90956.25m ³	90956.25m ³	经生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾		389.82t	259.88t	食品废弃物粉碎至粒径小于25mm后排放，其他运回陆地处理
生产垃圾	一般工业垃圾	35t	0t	运回陆地处理
	危险废物	16.5t	0t	运回陆地交有资质单位处理
船舶含油污水		1685m ³	1685m ³	经处理达标后排海
钻井平台机舱、机房和甲板含油污水		842.5m ³	842.5m ³	经处理达标后排海

2、施工期环境影响分析

施工期，生活垃圾除食品废弃物粉碎后排海外，其余运回陆地处理；生活污水处理达标后排放；船舶和钻井平台含油污水处理达标后排放；生产垃圾运回陆地处理。钻井液、钻屑排放虽为短期行为，但瞬间排放速率较大，对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定影响。

（1）钻井液、钻屑排放对海洋环境影响预测

本次调整井钻井液、钻屑排放的水质影响分析类比《东方29-1气田开发项目环境影响报告书》（2023年）预测结果。

本项目调整井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。类比环境条件如下。

表 4.5 类比条件一览表

对象		类比工程	本项目	对比情况
工程名称		东方29-1气田开发项目环境影响报告书	东方1-1气田DF1-1-A2H1井等33口调整井项目	/
水深		项目所在海域水深约68.4m	海域平均水深约60~70m	相同
钻井液	预测位置	DF29-1 WHPA 平台	DF1-1PRP、DF1-1CEPD、DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF	相同
	排放位置	水下25m排放	水下25m排放	相同
	排放源强	约为35m ³ /h	约为35m ³ /h	相同

钻屑	预测位置	DF29-1 WHPA 平台	DF1-1PRP、DF1-1CEPD、 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、 DF1-1WHPE、DF1-1WHPF	相同
	排放位置	水下 25m 排放	水下 25m 排放	相同
	排放源强	约为 108m ³ /d	约为 20.92m ³ /d	本项目小于 类比对象
结论		由于本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力、位置相似，钻井液、钻屑的排放方式一样，且均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果是合理的。		

（2）钻井液排放对海洋环境影响预测结果

根据《东方29-1气田开发项目环境影响报告书》（2023年）中钻井液排放的预测结果。悬浮物超标主要位于10m~20m层、20m~30m层和30m~40m层，其余层无污染物超标面积。20m~30m层超一（二）类最大距离约为0.70km，超一（二）类包络面积约为0.307km²，超三、四类面积相对较小。钻井液停止排放后9.5h后可恢复排放前的水平。

表4.6 东方29-1气田开发项目环境影响报告书钻井液预测结果

层位	超一（二）类 包络面积(km ²)	超三类 包络面积(km ²)	超四类 包络面积(km ²)	超一（二）类 最大距离(km)	恢复时间(h)
10m~20m 层	0.160	0	0	0.70	9.5
20m~30m 层	0.307	0.008	0.004		
30m~40m 层	0.236	0.002	0		

表4.7 东方29-1气田开发项目环境影响报告书钻井液浓度区间面积

层位	悬浮物浓度 10~20mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度 20~50mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度 50~100mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度 >100mg/L 总包络面积 (km ²)
10m~20m 层	0.123	0.037	0	0
20m~30m 层	0.183	0.101	0.015	0.008
30m~40m 层	0.182	0.043	0.009	0.002
三层平均	0.163	0.060	0.008	0.003

（3）钻屑排放对海洋环境影响预测结果

根据《东方 29-1 气田开发项目环境影响报告书》（2023 年）中钻屑排放的预测结果。浓度超标主要集中在 20m~30m 层和 30m~40m 层，其余层无超标面积。20m~30m 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.155km²，离排放点的最大距离为 0.39km；超三、四类包络面积相对较小；钻屑停止排放后 3.5h 后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 的最大距离约 0.18km，面积约 0.113km²。

表 4.8 东方 29-1 气田开发项目环境影响报告书钻屑排放预测结果

层位	超一（二）类 包络面积(km ²)	超三类 包络面积(km ²)	超四类 包络面积(km ²)	超一（二）类最 大距离(km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积(km ²)
20m~30m 层	0.155	0.004	0.002	0.39	3.5	0.113
30m~40m 层	0.082	0	0			

表 4.9 东方 29-1 气田开发项目环境影响报告书钻屑排放浓度区间面积

层位	悬浮物浓度 10~20mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度 20~50mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度 50~100mg/L 总包络面积 (km ²)	悬浮物浓度>100mg/L 总 包络面积 (km ²)
20m~30m 层	0.096	0.047	0.008	0.004
30m~40m 层	0.069	0.009	0.004	0
两层平均	0.083	0.028	0.006	0.002

(4) 钻井液和钻屑排放对海洋生态影响分析

1) 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。

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 612.94kg/km²,幼鱼平均资源密度为 48366 尾/km²;头足类成体平均资源密度为 22.89kg/km²,头足类成体平均资源密度为 895 尾/km²;虾类成体平均资源密度为 25.68kg/km²,幼体为 6153 尾/km²;蟹类成体平均资源密度为 12.48kg/km²,幼体为 791 尾/km²;虾蛄类成体平均资源密度为 2.69kg/km²,幼体为 423 尾/km²。秋季鱼卵平均密度为 0.168 粒/m³;仔稚鱼的平均密度为 0.303 尾/m³。

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期钻井液、钻屑排海产生的悬浮泥沙对海洋生态造成的损害,本工程钻井液、钻屑排放产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《东方 29-1 气田开发项目环境影响报告书》(2023 年)中 DF29-1 WHPA 平台排海钻井液、钻屑扩散情况,钻井液、钻屑对水质的影响主要在表层海域,本项目钻井液排放共 33 次,钻屑排放以 15 天为一个周期进行计算,共约 92 个周期。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007),结合现状调查结果,本项目钻井液、钻屑生物资源损失量按以下公式计算:

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

本项目钻屑生物资源损失量按以下公式计算:

$$M_i = W_i \times T$$

各类生物的损失量计算结果如下:

表 4.10 本项目钻井液、钻屑排放造成渔业资源损失量

生物资源	钻井液	钻屑	合计
鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	3.002	3.149	6.151
仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)	5.415	5.875	11.290
幼鱼 (尾)	28809	43384	72193
虾类幼体 (尾)	3665	5519	9184
蟹类幼体 (尾)	472	710	1182
虾蛄类幼体 (尾)	253	380	633
头足幼体 (尾)	533	803	1336
鱼类成体 (kg)	121.969	182.751	304.720
虾类 (kg)	5.109	7.269	12.378

蟹类 (kg)	2.483	3.560	6.043
虾蛄类成体 (kg)	0.535	0.798	1.333
头足类 (kg)	4.554	6.696	11.250

2) 对海洋底栖生物的影响分析

钻井施工阶段，钻屑沉降对底栖生物造成损失，类比《东方 29-1 气田开发项目环境影响报告书》（2023 年），钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，钻屑按平台周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除平台周围 50m 半径内面积）底栖生物损失率 50%，具体计算见表 4.11。

表 4.11 钻屑排放造成的底栖生物的损失量

影响环节	影响面积 (m ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (kg)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.105	5.54	50%	290.85
周围 50m 以内	0.008	5.54	100%	44.32
合计				335.17

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》（SC/T9110-2007）：“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分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3 年~20 年的，按实际影响年限补偿；影响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年。”

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。商品鱼苗按近年来主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。

幼鱼的经济价值折算成成体进行计算，折算成体的经济价值按以下公式计算：

$$M=W \times P \times G \times V$$

式中：M—幼鱼的经济损失额，元；

W—幼鱼的损失资源量，尾；

P—幼鱼折算为成体比例，按 100%；

G—幼鱼、头足类幼体、蟹类幼体长成最小成熟规格的重量按 0.1kg/尾，虾类幼体长成最小成熟规格的重量按 0.01kg/尾；

V—生物成体商品价格。

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>i</i>类渔业生物资源的经济损失额（元）； W_i—第<i>i</i>类渔业生物资源的损失量（kg）； E_i—生物资源的商品价格，渔业资源成体的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.2 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类和虾蛄类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”。头足类幼体折算为 0.10kg/尾，价格按 20 元/kg 计算；虾类和虾蛄类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg 计算；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 50 元/kg 计算。 经计算可知，本次调整井造成生物资源补偿金额约 219 万元，折合单口井补偿金额约 6.64 万元。 4、施工期环境风险分析 本项目在施工阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、油基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录环境风险专项评价。																		
运营期生态环境影响分析	1、运营期生态环境影响分析 本项目投产后，不新增平台定员、不新增其他生产设施和生活设施。因此生活污水、生活垃圾产生量不变。 （1）生产垃圾 本项目调整井工程包括 11 口新钻井和 22 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，则年产生的生产垃圾共约 11t/a，经分类收集后运回陆上进行处理，生产垃圾中的危险废物运回陆地交有资质单位接收处理。 （2）含油生产水 生产阶段各平台所产物流及污染物处理均依托现有设施，即在 DF1-1CEPD/PRP 平台进行处理，本项目核算了 2025 年-2045 年的 DF1-1CEPD 含油生产水排放量，调整井投产后最大年排放量未超出《东方 1-1 气田一期调整工程环境影响报告书》（国海环字[2013]727 号）核算量，故本项目不新增对海洋环境的影响。 <table><tr><th colspan="6">表 4.12 调整井投产后各设施含油生产水较原环评对比表</th></tr><tr><th>设施</th><th>污染物</th><th>污染因子</th><th>调整井投产后最大排放量（10⁴m³/a）</th><th>原环评批复量（10⁴m³/a）</th><th>排放方式</th></tr><tr><td>DF1-1CEPD</td><td>含油生产水</td><td>石油类</td><td>***（2025 年）</td><td>***</td><td>处理至含油量≤45mg/L（月均值），达标连续排放</td></tr></table>	表 4.12 调整井投产后各设施含油生产水较原环评对比表						设施	污染物	污染因子	调整井投产后最大排放量（10 ⁴ m ³ /a）	原环评批复量（10 ⁴ m ³ /a）	排放方式	DF1-1CEPD	含油生产水	石油类	***（2025 年）	***	处理至含油量≤45mg/L（月均值），达标连续排放
表 4.12 调整井投产后各设施含油生产水较原环评对比表																			
设施	污染物	污染因子	调整井投产后最大排放量（10 ⁴ m ³ /a）	原环评批复量（10 ⁴ m ³ /a）	排放方式														
DF1-1CEPD	含油生产水	石油类	***（2025 年）	***	处理至含油量≤45mg/L（月均值），达标连续排放														

	2、运营期环境风险分析 本项目在生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录环境风险专项评价。
选址 选线 环境 合理性 分析	本项目是在既有平台上进行调整井工程和平台改造，在气田现有安全作业区范围内进行作业，不涉及重新选址，且施工期和运营期均不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等，选址合理可行。

五、主要生态环境保护措施

施工期 生态环 境保护 措施	1、污染防治对策措施 本次调整井施工期产生的污染物为钻井液、钻屑、生活污水和固体废弃物（包括生活垃圾和生产垃圾）。 （1）钻井液 本项目使用的钻井液包括水基钻井液和油基钻井液，产生总量约为 32365m³，水基钻井液 24087m³、油基钻井液 8278m³。 1）油基钻井液： 本项目油基钻井液暂存于平台泥浆池（各平台最大容积约 400m³左右），泵输到船舱运至码头交有资质单位接收处理，不排海（危废处理合同及经营许可见附件 5）。 2）水基钻井液： 水基钻井液的处理：钻井平台设钻井液循环处理系统，水基钻井液经检测达标后水下 25 米排放。不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理（通常泵输到船舱运至码头交有资质单位处理；或打到平台上带盖的回收箱内，然后吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用）。 水基钻井液的排放：本次调整井工程钻井过程中向海中排放的钻井液其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420-2009）标准中二级海区标准的要求同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级标准要求。 3）泥浆池的防护措施 钻井液贮存在平台泥浆池中，一般不会产生污染。符合排放要求的水基钻井液可直接排海。因而，贮存污染防治措施主要针对油基钻井液：定期巡查油基钻井液泥浆池、管线、软管，确保设备处于良好状态，防止跑、冒、滴、漏现象发生；若因控制管系泄漏或泥浆池满溢油，及时组织人员进行清除溢油或积油工作，将泄漏的油基钻井液驳入平台空油舱或废油桶。一切污染杂物严禁弃置大海。 （2）钻屑 钻屑包括水基钻井液钻屑和油基钻井液钻屑，产生总量约为 20374m³，其中水基钻井液钻屑 16214m³、油基钻井液钻屑 4160m³。 1）钻屑的排放： 本次调整井钻井排放钻屑为水下 25 米排放，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420-2009）标准中二级海区标准的要求同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级标准要求。 不符合排放标准的钻屑在钻井平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回
-------------------------	--

收箱吊装至船舶运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。

2) 钻屑的处理:

先经振动筛处理，再经螺旋输送机传送至钻屑甩干机处理，处理后的钻屑现场检测含油量，含油量 $\leq 8\%$ 的钻屑方可进行排放；若含油量达不到排放标准则收集运回陆地，交由陆地有资质的单位接收处理。

3) 钻屑的检测:

在钻井作业开始前，由第三方检测机构对钻井液体系中的生物毒性和重晶石含量(Hg, Cd)进行检测。在钻至气层段时，平台检测人员在振动筛出口处取样进行检测。符合标准(含油量 $\leq 8\%$)后岩屑排海，不符合标准(含油量 $> 8\%$)岩屑贮存在岩屑箱中，用岩屑箱全部回收。此外，钻屑送样委托第三方检测约为1次/月(本气田历史钻屑钻井液检测报告见附件3)。

经检验不满足排放标准的水基钻井液钻屑和油基钻井液钻屑在平台使用专用密闭钻屑箱收集(调整井施工期钻井平台或拖轮上需要放置岩屑箱约20个，单个容积为 2m^3 ，周转周期为5天左右)，均定期由供应船密闭运回陆地，委托有资质单位进行处理。

(3) 生活污水和生活垃圾

施工人员的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径 $< 25\text{mm}$ 后间断排放，其他运回陆地处理。

(4) 生产垃圾

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

(5) 船舶机舱含油污水

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

(6) 钻井平台机舱、机房和甲板含油污水

钻井平台机舱、机房和甲板含油污水：钻井平台机舱、机房和甲板含油污水的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2010)相关要求。钻井平台配备油水分离器，钻井平台机舱、机房和甲板含油污水经油水分离器处理，使其含油浓度低于 15mg/L 后排海。

2、生态保护对策措施

(1) 污染物源头控制

施工期水基钻井液、水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑检测达标(含油率低于 8%)后

排放，若达不到排放标准则收集运回陆地，交由陆地有资质的单位接收处理。油基钻井液和生产垃圾均运回陆地处理，船舶和钻井平台含油污水处理达标后排海。生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后间断排放，其他运回陆地处理。

运营期含油生产水处理达标后排海，生产垃圾运回陆地处理，生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后间断排放，其他运回陆地处理。尽量减少污染物排海，最大限度降低对海洋环境的影响。

钻井过程中应严格控制水基钻井液、水基钻井液钻屑和油基钻井液钻屑的排放速率。水基钻井液循环使用，间断性排放，平均最大排放速率限定为35m³/h。实际中可通过钻井液循环使用，减少排放量；通过闸阀开关程度控制其排放速率，降低钻井液入海后的扩散范围，减少悬浮物超标面积，从而减少对渔业资源的影响。

（2）海洋生态保护措施

东方 1-1 气田位于红笛鲷北部湾产卵场、鲱鲤类北部湾产卵场、长尾大眼鲷北部湾产卵场内。为此，建议建设单位在作业过程中，采取如下措施：

1）符合排放标要求的钻井液和钻屑需海面 25 米以下排放，并严格控制排放速率，最大限度减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

2）项目实施后将积极采取增殖放流等有效措施，对海洋生态和生物资源环境的影响进行修复，从而促进海洋生物资源恢复和可持续发展。同时，钻井阶段尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，选择适宜的海况条件，提高施工效率。

3）建设单位编写制定了《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》并已上报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（备案登记表见附件 4）。溢油应急计划的主要内容包括作业区情况、应急组织机构及职责、溢油风险分析、溢油事故处理和溢油应急能力等。本次调整井的施工及运营将受上述溢油应急计划的管控，建设单位应按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

4）由于工程设施位于多个鱼类产卵场内，建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

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

（3）生态补偿、修复

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，本次共计实施 33 口井，钻井液采用完钻一口排放一次的方式，钻屑为随钻随排，经核算每口井补偿金额 6.64 万元，本工程造成生物资源补偿金额共约 219 万元，并纳入环保投资。在后续生产过程

	中建设单位可根据工程实际实施情况采取增殖放流等生态补偿措施，从而维持海洋生物资源可持续利用。 3、施工期环境风险防范与应急措施 施工期应针对可能出现的不同风险类型，制定相应的风险防范措施，减少风险事故发生的概率、降低溢油事故后对环境造成的影响： （1）制定严格的井喷预防措施。强化井控方案及应急处理预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。 （2）充分考虑钻井设备的保护措施并提供防火防爆保护，提供充分的消防设备，预防平台火灾和爆炸。 （3）预防地质性溢油。关注地层压力稳定，从根本上杜绝地质性溢油风险。配备压力控制装置、控制阀门和报警系统，实时监控压力并做好记录，发现异常情况及时报警处置。定期开展气井动态监测，及时取录地层压力变化情况。 （4）预防油基钻井液泄漏。检查泥浆池及管线阀门的密封性，确保密封完好，并由专人负责，挂牌、示警，全程防止油基钻井液泄漏。钻进期间随时对油基钻井液液面进行监控，发现异常及时汇报、启动井控程序和相关应急预案。 （5）在预防为主的基础上，充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，降低海上溢油的环境污染程度。 为预防调整井钻完井作业期间溢油事故的发生，以及发生溢油事故时能够及时、有效地进行应急反应，组织有效力量控制污染，建设单位应根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。
运营期生态环境保护措施	1、污染防治对策措施及生态保护对策措施 （1）污染物源头控制 本项目运营期不增加生产定员，故生活污水和生活垃圾产生量不增加，均在原环评核算量范围内；运营期生产水最大产生量未超过相关设施的处理能力，不增加其他含油污水，影响范围未超过原环评的预测影响范围，对海洋环境的影响程度均未超过原环评；初期雨水、甲板冲洗水全部经收集进入生产流程，经处理达标后外排，项目运营期不增加初期雨水、甲板冲洗水产生量；本项目运营期新增的生产垃圾经分类收集后运回陆地处理，其中危险废物交由有资质单位接收处理；不新增生活垃圾产生量；本项目运营期不新增船舶数量，不增加船舶机舱含油污水产生量。 （2）加强运营期对海洋生态环境的监测 《东方 1-1 气田一期调整工程环境影响报告书》中已针对运营期制定了跟踪监测计划，本次项目纳入原有跟踪监测计划，本项目不新增监测站位。

	2、运营期环境风险防范措施及事故应急措施 ① 针对运营期井喷/井涌等风险，建设单位制定以下风险防范措施： ② 针对运营期可能发生的井喷等地质性溢油事故，建设单位制定了一系列风险防范措施，设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备等。 ③ 开关井时严格遵守阀门开关顺序和互锁逻辑，保持开关井压力平衡。 ④ 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。 ⑤ 设施人员应关注海面，通知守护船按时沿设施巡视，并把巡视情况汇报中控记录，发现油膜、气泡及油带立即报告。 详细风险防范及应急措施详见附录风险专题第 6 节。																												
其他	跟踪监测： 原报告已经制定了跟踪监测计划，本工程生产运营阶段跟踪监测纳入东方 1-1 气田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。 根据《东方 13-2 气田群开发工程环境影响报告书》的跟踪监测计划编制的《东方 13-2 气田群开发工程海洋环境影响跟踪监测报告书（试运营期）》（2019 年）显示：在 DF1-1PRP 平台、DF13-2WHPA 和 DF13-2CEPB 平台周围 500m 范围各布设 8 个点位（DF13-2WHPA 和 DF13-2CEPB 平台站位布设与 DF1-1PRP 相同），总共 24 个站点，内容涵盖水质、沉积物和生物生态。																												
环保投资	本项目环保投资约 9403.6 万元，明细如下。 表 5.1 环保投资明细 <table><tr><th colspan="2">环境保护投资及生态补偿</th><th>总投资额</th><th>折合比率</th><th>折合环保投资</th></tr><tr><td colspan="2">生态补偿</td><td>219</td><td>100%</td><td>219</td></tr><tr><td rowspan="3">污染物处理/处置</td><td>钻屑、钻井液</td><td>9100</td><td>100%</td><td>9100</td></tr><tr><td>生活垃圾</td><td>78</td><td>100%</td><td>78</td></tr><tr><td>生产垃圾</td><td>6.6</td><td>100%</td><td>6.6</td></tr><tr><td colspan="2">合计</td><td>/</td><td>/</td><td>9403.6</td></tr></table>	环境保护投资及生态补偿		总投资额	折合比率	折合环保投资	生态补偿		219	100%	219	污染物处理/处置	钻屑、钻井液	9100	100%	9100	生活垃圾	78	100%	78	生产垃圾	6.6	100%	6.6	合计		/	/	9403.6
环境保护投资及生态补偿		总投资额	折合比率	折合环保投资																									
生态补偿		219	100%	219																									
污染物处理/处置	钻屑、钻井液	9100	100%	9100																									
	生活垃圾	78	100%	78																									
	生产垃圾	6.6	100%	6.6																									
合计		/	/	9403.6																									

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	/	/	/	/
水生生态	水基钻井液经检测达标后排放，不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理； 油基钻井液收集后全部运回陆地交有资质单位处理，不排海； 钻屑经检验合格、达标后排海，不达标的钻屑进行回收，送回陆地交有资质单位接收处理； 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海； 机舱含油污水处理达标后排海。 钻井平台机舱、机房和甲板含油污水处理达标后排海	钻井液和钻屑排放满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）二级标准； 平台生活污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）； 船舶生活污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）； 船舶机舱含油污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。 钻井平台机舱、机房和甲板含油污水排放须符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-20108）。	运营期生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。 含油生产水经含油生产水处理装置处理达标后排海。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	/	/	/	/
固体废物	生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后间断排放，其他运回陆地处理； 生产垃圾全部运回陆地处理。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。	生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后间断排放，其他运回陆地处理； 生产垃圾全部运回陆地处理。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	制定严格的井涌/井喷预防措施，预防钻井平台火灾和爆炸，预防地质性溢油，预防油基钻井液泄漏等。	《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2022年7月）和《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司	制定溢油应急措施，配备相应的溢油应急资源，设置应急组织机构、明确其职责与应急联络方式，实现对溢油事故的有效处理，包括事故报告、应急	《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2022年7月）和《中海石油（中国）

		所属生产设施溢油应急计划》（2022 年 11 月）。	响应程序、现场处置等。	有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》（ 2022 年 11 月）。
环境监测	/	/	纳入东方 1-1 气田现有跟踪监测计划中。	/
其他	/	/	/	/

七、结论

1、产业政策及区划规划符合性

本项目为在现有 DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF、DF1-1CEPD 和 DF1-1PRP 平台进行调整井工程，并对现有 DF1-1PRP 平台进行改造，新增钻屑、钻井液排放，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，需编制环境影响报告表。

本项目为海洋油气勘探开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）中的“鼓励类”，经分析，项目符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划（2011～2020 年）》和《海南省海洋功能区划》相关要求；位于海南省“三区三线”划定成果中的生态保护红线之外，且距离较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

2、环境可行性

本项目位于全国海洋功能区划中的海南岛西南部海域，本项目所在平台周边 5km 范围的敏感目标主要为渔业“三场一通道”，本项目位于红笛鲷、鲱鲤类北部湾和长尾大眼鲷北部湾产卵场内。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 75km 以上。本项目施工期和运营期不会对其产生不利影响。

本项目施工期水基钻井液、水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑、船舶和钻井平台含油污水处理达标后排放，油基钻井液全部回收运回陆地处理，生活垃圾中的食品废弃物粉碎后小于 25mm 排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，对海洋环境影响较小，且工期较短，其影响属于短期、可恢复性影响。运营期新增生产垃圾运回陆地处理，其他污染物产生量、影响范围均在原环评影响范围内，对海洋环境的影响范围和程度较小。

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

附图

附图 1 本项目与海南省海洋功能区划的位置关系（保密内容，已删除）

附图 2 本项目与海南省三区三线划定成果中的生态保护红线的位置关系（保密内容，已删除）

附图 3 项目与海南省海域环境管控单元的位置关系（保密内容，已删除）

附图 4 项目地理位置图（保密内容，已删除）

附图 5 本项目工程设施平面布置图（保密内容，已删除）

附图 6 本项目井槽布置图

附图 6.1 DF1-1WHPA 井槽布置图（保密内容，已删除）

附图 6.2 DF1-1WHPB 井槽布置图（保密内容，已删除）

附图 6.3 DF1-1CEPD 井槽布置图（保密内容，已删除）

附图 6.4 DF1-1WHPE 井槽布置图（保密内容，已删除）

附图 6.5 DF1-1WHPF 井槽布置图（保密内容，已删除）

附图 6.6 DF1-1PRP 井槽布置图（保密内容，已删除）

附图 7 DF1-1PRP 平台改造平面布置图

附图 7.1 DF1-1PRP 平台中层甲板改造平面布置图（保密内容，已删除）

附图 7.2 DF1-1PRP 平台中层甲板井口操作台改造平面布置图（保密内容，已删除）

附图 8 气田周边环境敏感目标分布图

附图 8.1 气田周边环境敏感目标分布图（保护区及红线）（保密内容，已删除）

附图 8.2 气田周边环境敏感目标分布图（三场一通道）（保密内容，已删除）

附图 9 调查站位

附图 9.1 环境质量现状调查站位（保密内容，已删除）

附图 9.2 渔业资源现状调查站位（保密内容，已删除）

附表

附表 1 调整井投产前后 DF1-1WHPA 平台产能预测表（日产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m³/d)			日产量(m³/d)			日产量(m³/d)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 2 调整井投产前后 DF1-1WHPA 平台产能预测表（年产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 ⁴ m³/a)			年产量(10 ⁴ m³/a)			年产量(10 ⁴ m³/a)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 3 调整井投产前后 DF1-1WHPB 平台产能预测表（日产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m³/d)			日产量(m³/d)			日产量(m³/d)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 4 调整井投产前后 DF1-1WHPB 平台产能预测表（年产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 ⁴ m ³ /a)			年产量(10 ⁴ m ³ /a)			年产量(10 ⁴ m ³ /a)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 5 调整井投产前后 DF1-1CEPD 平台产能预测表（日产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m ³ /d)			日产量(m ³ /d)			日产量(m ³ /d)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 6 调整井投产前后 DF1-1CEPD 平台产能预测表（年产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量($10^4\text{m}^3/\text{a}$)			年产量($10^4\text{m}^3/\text{a}$)			年产量($10^4\text{m}^3/\text{a}$)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 7 调整井投产前后 DF1-1WHPE 平台产能预测表（日产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m^3/d)			日产量(m^3/d)			日产量(m^3/d)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 8 调整井投产前后 DF1-1WHPE 平台产能预测表（年产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量($10^4\text{m}^3/\text{a}$)			年产量($10^4\text{m}^3/\text{a}$)			年产量($10^4\text{m}^3/\text{a}$)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 9 调整井投产前后 DF1-1WHPF 平台产能预测表（日产量）

时间 (年)	现有工程产量 日产量(m³/d)			调整井增量 日产量(m³/d)			调整井投产后总产量 日产量(m³/d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 10 调整井投产前后 DF1-1WHPF 平台产能预测表（年产量）

时间 (年)	现有工程产量 年产量(10⁴m³/a)			调整井增量 年产量(10⁴m³/a)			调整井投产后总产量 年产量(10⁴m³/a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***

2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 11 调整井投产前后 DF1-1PRP 平台产能预测表（日产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m³/d)			日产量(m³/d)			日产量(m³/d)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附表 12 调整井投产前后 DF1-1PRP 平台产能预测表（年产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10⁴m³/a)			年产量(10⁴m³/a)			年产量(10⁴m³/a)		
(年)	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2026	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2027	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2028	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2029	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2030	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2031	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2032	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2033	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2034	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2035	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2036	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2037	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2038	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2039	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2040	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2041	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2042	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2043	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2044	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2045	***	***	***	***	***	***	***	***	***

附件

附件 1 环评委托书

附件 2 环评批复文件

附件 2.1: 环发[1997]470 号《关于海洋天然气化肥基地项目环境影响报告书审批意见的复函》

附件 2.2: 国海环字[2013]727 号《国家海洋局关于东方 1-1 气田一期调整项目环境影响报告书核准意见的批复》

附件 2.3: 国环海字[2016]489 号《国家海洋局关于东方 13-2 气田群开发工程环境影响报告书的批复》

附件 2.4: 海办环字[2018]35 号《国家海洋局办公室关于东方 13-2 气田群开发工程变更问题的复函》

附件 3 钻井液、钻屑检测报告

附件 4 海洋石油勘探开发溢油应急计划备案报告表

附件 4.1 中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划（2022 年）

附件 4.2 东方作业公司溢油应急计划（2022 年）

附件5 危废处理单位合同及经营许可

附录

环境风险专项评价

1. 评价依据

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

1.1 风险调查

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

表 1.1-1 凝析油理化及危险性质

标识	中文名：凝析油		英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6	
理化特性	外观与性状：黄棕色油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：801.3kg/m³		50℃密度：778.7kg/m³	
	沸点（℃）：120~200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。			
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状			
	急性中毒			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医			
泄漏处理	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或			

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

表 1.1-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气	英文名：natural gas
	危规号：21007	UN 编号：1971 CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182	沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）	相对密度：（空气=1）0.59
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59	临界温度（℃）：-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（v%）：5.0	爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的想放弃才。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 1.1-3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.810-0.855	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55

	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
	毒性判别：低毒性	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度柴油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态柴油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。	
	眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。	
	吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

1.2 风险潜势初判

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

根据建设单位资料，本项目在东方 1-1PRP 平台新增立管、高/低压管汇总容积 19.5Sm³，远小于《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）油类物质临界量（2500t）及天然气（甲烷）临界量（10t），危险物质数量与临界量的比值 Q 小于 1，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

本项目距离海洋保护区、海洋生态红线区等敏感目标较远，周边自然保护区、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 75km 以上。本项目所在平台周边敏感目标主要为渔业“三场一通道”，本项目位于红笛鲷、鲱鲤类北部湾和长尾大眼鲷北部湾产卵场内，本项目周边主要环境保护目标详见表 2-1。

表 2-1 本项目周边环境敏感目标

类型	功能区名称	最短距离 (km)	方位	重点保护目标
产卵场	红笛鲷北部湾产卵场	位于其中		红笛鲷（产卵期 4~7 月）
	鲱鲤类北部湾产卵场	位于其中		鲱鲤类（产卵期 2~8 月）
	长尾大眼鲷北部湾产卵场	位于其中		长尾大眼鲷（产卵期 5~7 月）

3. 环境风险识别

3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质的理化性质及危险特性见表 1.1-1 至表 1.1-3。

3.2 风险识别

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

（1）井喷/井涌

在钻井和修井期间，由于地层压力过高、钻井液比重失调以及防井喷措施不当等原因可能导致发生井喷/井涌。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。由于钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且作业区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

根据国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施 33 口调整井，均为生产井，发生井涌的概率为 9.57×10^{-5} 次/a，发生井喷的概率为 8.58×10^{-5} 次/a。

表 3.2-1 常规油井井涌和井喷事故概率

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

（2）火灾

设备故障以及人员操作失误有可能造成油气泄漏。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

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

- 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

本项目涉及 6 座平台、油气处理区 2 处，油气输送区 6 处。本项目产能不超过原环评范围，不新增老的油气区的风险发生概率。

（3）船舶碰撞燃料油泄漏

参考《风险评估数据指南》，船舶与平台等气田设施发生碰撞的概率见下表。

表 3.2-2 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率 (世界范围)	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本气田船舶	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}

本项目钻完井作业采用钻井平台进行，施工期新增 2 艘拖轮，此外，在该海域航行的外来航船也有可能与作业船舶及平台设施发生碰撞。本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

（4）平台设施设备及平台管线泄漏

本项目在 DF1-1PRP 平台新增立管、高/低压管汇总容积 19.5Sm^3 ，属于平台管线。生产阶段平台进行油气输送作业时，可能由于设备老化或人为误操作等原因引起平台油气物流管线泄漏，当可燃气体泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。由于平台设置开闭排系统，因此若平台上管线发生泄漏事故，泄漏的油类物质会进入开闭排系统中处理，不会发生油类物质入海现象。

（5）油基钻井液泄漏

本项目部分调整井采用油基钻井液，钻完井、测试阶段由于钻完井、测试液输送管线/槽及各类阀门定期进件检查维护，且配有钻完井、测试液的计量的设备、仪器，可全天候监测泄漏情况，且现场相关岗位 24 小时值班，因此油基钻井液落海的可能性较小。且该风险仅存在于钻井期间，运行期不存在油基钻井液泄漏风险。

（6）海底管道和立管油气泄漏

海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。

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

（7）地质性溢油风险事故

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

3.3 危险物质向环境转移的途径识别

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

表 3.3-1 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
油类（凝析油、柴油）	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. 环境风险影响分析

本节重点分析发生溢油事故后对大气、海域等要素的影响。一旦发生溢油事故，根据对环境敏感目标的分析，会第一时间对红笛鲷、鲱鲤类北部湾和长尾大眼鲷北部湾产卵场产生影响，其他环境敏感目标距离较远（均在 75km 之外），而且本项目平台所产物流为凝析油，结合以往项目经验及数模预测结果，不同海况下海上泄漏的凝析油一般会在短时间内迅速挥发，溢油残留量会降至 1~2%，因此不会影响到上述三个产卵场以外的环境敏感目标。

4.1 对大气环境的影响分析

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

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

4.2 对海域环境的影响分析

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼

体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的油类造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

4.2.1 对浮游生物的影响

（1）浮游植物

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

（2）浮游动物

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

4.2.2 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱

节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

4.2.3 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物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。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. 地质性溢油风险分析

本节引自《东方 1-1 气田地质性溢油及浅层气风险分析》（中海石油（中国）有限公司海南分公司，2023 年 3 月）相关内容。

5.1 气田储层及气藏特征

保密内容，已删除。

5.2 地质性溢油专风险因素排查

保密内容，已删除。

5.3 浅层气风险分析

保密内容，已删除。

综上，本项目东方 1-1 气田采用录测井解释分析、浅层气地震预测等方法对项目涉及气田的浅层气问题进行了排查。录井及测井特征和地震资料表明，本次调整井项目涉及的东方 1-1 气田均未见明显浅层气特征。

5.3.2 浅层气风险防范措施

- （1）按照设计要求安装井控设备并试压合格。
- （2）钻进放空或者钻进速度突然加快时应停钻观察。
- （3）提前储备好重浆和堵漏泥浆，满足随时泵入要求。
- （4）与地质油藏沟通，获取准确的浅层气及衰竭层资料信息。

(5) 本项目根据压力、温度、硫化氢、二氧化碳分压等情况选择了相应的防喷器、采气树等级，可有效实施井控。

(6) 如钻遇浅层气，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。

(7) 做好浅层气井控预案，并落实岗位，执行坐岗值班。

(8) 安排人员对隔水导管及返出口位置进行观察，有异常及时汇报。

(9) 完善应急预案和技术交底，做好演习。

(10) 作业时安排 2 条拖轮进行值班，做好应急准备。

5.4 溢油风险分析及控制措施

(1) 钻完井溢油风险分析

已钻探井钻后对该区块情况已有较成熟认识，钻遇地层均不含油，地层溢油风险小。本项目为气井，井控引发溢油的风险小。采用水基钻完井液作业时，符合环保要求，钻完井液带来的溢油风险小；采用油基钻井液作业时，全部回收，执行“零”排放，严防跑冒滴漏，钻完井液符合环保要求，钻井液带来的溢油风险小。预测本项目设计井不钻遇断层，溢油风险小。

综上，东方 1-1 气田部分调整井钻遇断层，且在该区探井的钻探过程中，未发生过地质性溢油事件，因此调整井钻完井过程中发生断层溢油风险较小。但在作业期间，还是应严格执行《海洋钻井井控规范》（Q / HS 2028-2016）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。

(2) 钻完井溢油风险控制措施

① 设计各层套管固井全封至井口。

② 设计采用油基钻完井液体系，完井封隔液使用水基完井液体系。根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求，油基钻井液全部运回陆地处理。油基钻井液钻屑处理达标的排放，处理不达标的运回陆地处理。

③ 在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌。

④ 作业期间，严格执行 Q / HS2028-2016《海上钻井作业井控规范》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。

⑤ 必要时采用控压钻井技术，降低由于井漏引发井控的风险。

保密内容，已删除。

(3) 钻完井现场作业要求

① 按钻井设计要求对防喷器组、阻流管汇、立管管汇进行压力试验，确保性能良好，满足作业要求。

② 现场作业时根据《海洋钻井手册》关于钻井作业的安全管理规定，储备足够的压井、堵漏材料和重泥浆；

③ 起下钻作业严禁猛提猛放，防止抽吸和压力激动。

④ 钻柱下端接近钻头位置应安装钻具止回阀,应安装钻具内防喷工具、溢流监测仪器仪表、气体监测仪、钻井液处理及灌注装置。

⑤ 如遇溢流,采取硬关井,现场根据实际情况选择合理的压井方法。

⑥ 固井作业要优化套管扶正器以居套管,确保水泥浆的密度和水泥环返高,保证固井质量,必要时进行固井质量检测。

⑦ 做好套管防磨损,保护套管的完整性,以防后期生产涉漏。

⑧ 现场应储备加重和堵漏材料、水泥及添加剂以及处理事故可能用到的封隔器、桥塞,钢丝绞车和油管打孔等工具。

⑨ 准备吸油毛毡、废油罐和消油剂,落实作业区域的围油栏等大型溢油设备和设施的情况。如遇溢油执行溢油应急计划。

5.5 地质性溢油风险结论

综合以上分析结果,东方 1-1 气田气藏是一个在泥底辟发育背景下形成的以构造控制为主的气藏,东方 1-1 气田部分设计井钻遇通天断层,东方 1-1 气田 DF1-1-3 井和开发井 DF1-1-D1、D2H、D3H、D4H、P3H、P4H、P6H、P8H、P9H、P10H 井钻遇通天断层,未发生过地质性溢油事件。且在该区探井和开发井的钻探过程中,未发生断层溢油事件,因此 33 口设计井钻完井过程中发生断层溢油风险较小。东方 1-1 气田开采方式为衰竭式降压开发,开采方式为自喷开采,开发过程不涉及注水注气作业。从东方 1-1 气田已钻井情况看,气田开发井和调整井均未钻遇浅层气,探井开发井钻遇砂体测井解释主要为水层、干层;结合地球物理资料分析,设计部署的调整井浅层均未钻遇明显地震异常体,钻遇浅层气的可能性极小。本批次井在后期钻完井实施作业过程中将结合随钻地层情况,采取表层即建立井口等方式做好浅层气风险防范措施。

因此,东方 1-1 气田地质条件及断层风险认识清楚,钻完井方案可行,在钻井及生产过程中严格按照设计和操作规范实施,地质性溢油风险是可控的。

6. 环境风险防范措施及应急要求

6.1 风险防范措施

6.1.1 井喷和火灾爆炸防范措施

为防止钻井阶段火灾和井喷事故的发生,作业者拟采取如下措施降低相应风险:

(1) 严格实施钻井作业规程;开钻之前制定周密的钻井计划;加强钻时观测,及时发现先兆,按正确关井程序实行有效控制,及时组织压井作业;

(2) 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;选择优质封隔器并及时更换损坏元件;配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备;

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

(4) 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;

(5) 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

6.1.2 新建立管及已建海管/立管泄露事故防范措施

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

(2) 海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

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

6.1.3 平台设施设备泄漏事故防范措施

(1) 设计中针对各生产设施采取充分的安全防护措施；各部分合理布放，对危险区采用防火、防爆设备，并采取有效的隔离措施来降低危险程度；

(2) 主要设备、生产装置和单元均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统；

(3) 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；

(4) 由于平台设置开闭排系统，本项目在东方 1-1PRP 平台新增立管、高/低压管汇总容积 19.5Sm³，属于平台管线，若新增测试管汇发生泄漏事故，泄漏的油类物质会进入开闭排系统中处理，不会发生油类物质入海现象。

6.1.4 设备设施防腐能力及防腐措施

保密内容，已删除。

6.1.5 船舶碰撞事故防范措施

① 作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对水下生产系统及依托平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保水下生产系统及依托设施的安全性。

② 按照《海上固定平台安全规则》的要求，本项目已建平台上设置有助航标识灯、障碍灯、雾灯、平台标志牌等。

③ 建设单位将加强平台的值班监管工作，建立切实可行的值班制度，通过值班瞭望，及早发现正在靠近工程海域的可能对平台的安全造成影响的船舶，及时联系相关船舶采取相应操作；

④ 建设单位在工程海域及附近气田配备了 2 艘拖轮，建设单位将利用这些船舶加强日常警戒，与附近船舶保持联系，维护平台海域通航安全。

6.1.6 油基钻井液泄漏

本项目部分调整井采用油基钻井液，钻完井、测试阶段由于钻完井、测试液输送管线/槽及各类阀门定期进件检查维护，且配有钻完井、测试液的计量的设备、仪器，可全天候监测泄漏情

况，且现场相关岗位 24 小时值班，因此油基钻井液落海的可能性较小。一旦发生大规模泄漏，将采用围油栏进行围控，布放撇油器进行回收，以及消油剂喷洒消除溢油的手段。

- ① 建设单位应对油基钻井液泄漏的反应计划；
- ② 在可行的情况下立即隔离泄漏源；
- ③ 将时间报告给岸上管理人员，并进一步报告生态环境行政主管部门；
- ④ 对于水面下和水面上溢油的检测，将使用中海石油环保服务（天津）有限公司水下漂移预测软件进行监控；
- ⑤ 对水面上的溢油，还可以利用守护船和直升飞机共同检测海面（油膜）；
- ⑥ 就解决地面油基钻井液泄漏的方法将向生态环境部寻求指导和建议。

6.1.7 钻遇浅层气处置措施

本项目实施调整井的东方 1-1 气田地质条件及断层风险认识清楚，气田范围内无浅层气和通天断层。如存在钻遇断层或钻遇浅层气的可能，应对措施见 3.3.2 章节。

6.1.8 地质性溢油风险防范措施

详见东方 1-1 气田 DF1-1-A2H1 井等 33 口调整井项目环境风险专项评价中的第 3.2.6 章节。

6.2 溢油事故应急处理措施

6.2.1 溢油应急预案

建设单位已编写制定《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》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。

6.2.2 应急组织机构及职责

中海石油（中国）有限公司海南分公司应急组织机构由应急领导小组、应急指挥中心（执行组、技术组、资金保障组、通讯保障组、后勤保障组、秘书组）、应急值班室组成。

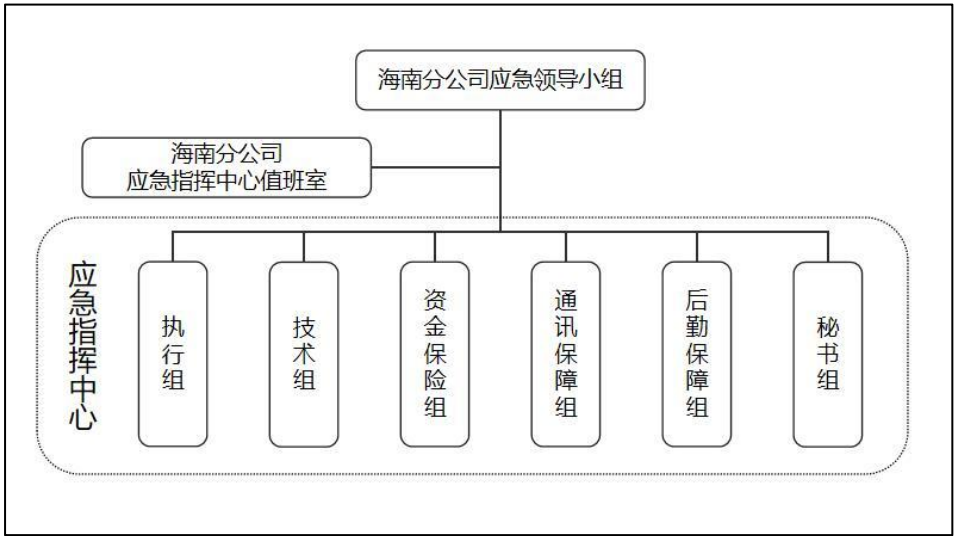


图 6.2-1 海南分公司应急组织机构图

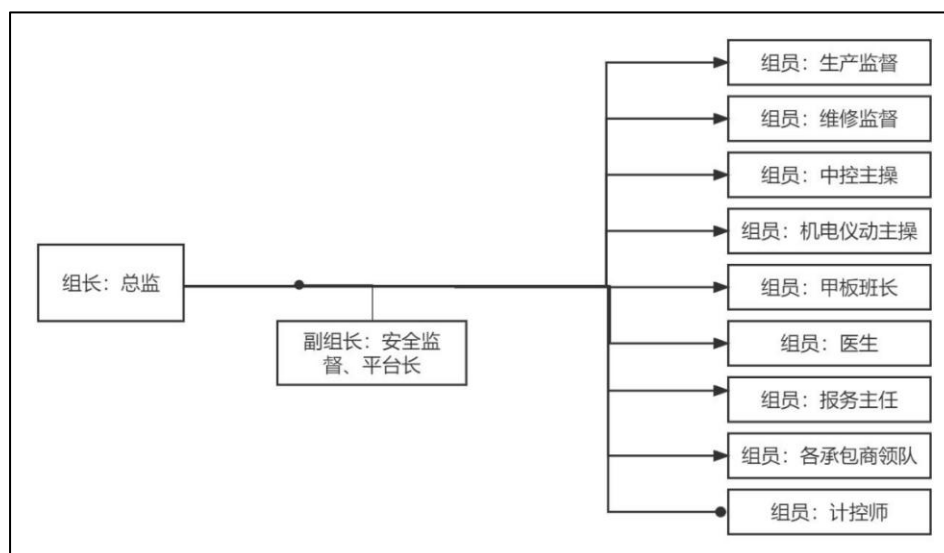


图 6.2-2 东方作业公司辖属气田溢油应急组织机构

6.2.3 溢油事故响应策略

（1）溢油事故报告程序

溢油发现者发现溢油应立即向生产设施中控报告，必要时可直接向总监报告溢油情况。中控值班人员向总监报告，并如实记录。气田总监立即向海南分公司应急指挥中心值班室责人口头报告，并指示现场人员进行溢油应急作业，指令守护船准备配合应急事故处置。气田总监根据溢油情况，启动溢油应急计划，同时按照海南分公司健康安全环保事故分级要求，立即上报至海南分公司应急指挥中心。海南分公司应急指挥中心按《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2022 版）做出应急反应。由应急领导小组组长根据溢油规模决定是否启动《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2022 版）。海南分公司应急指挥中心按有关要求，接到现场的溢油事故报告后，立即向集团公司应急办公室报告，集团公司向国家生态环境行政主管部门报告。根据气象条件对溢油漂移路径及影响情况进行预测和跟踪监视。根据溢油情况的变化，将事故严重程度、影响区域及海南分公司目前的救援行动向 24h 内可能受影响海域或沿海地区县级以上地方政府应急管理部门和相关政府主管部门通报。

（2）研判

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（环海洋函〔2022〕27 号）的规定，海洋石油勘探开发溢油污染事故分为特大、重大、较大和一般四级（下面有关数量的表述中，“以上”含本数，“以下”不含本数）：

① 特大溢油污染事故，溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染事故；或者溢油量 500 吨以上且可能污染敏感海域，或者可能造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染事故；

② 重大溢油污染事故，溢油量 500 吨以上 1000 吨以下，但不会污染敏感海域，不会造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染事故；

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

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

参考中海石油（中国）有限公司海南分公司实行溢油事故处理决策分级管理。对安全生产及环境敏感区产生的不良影响较小，作业现场所能控制的范围的溢油。各装置发生溢油泄漏量小于等于 0.1 吨，立即启动《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》（2022 年），溢油现场处置由各气田总监根据海南分公司应急指挥中心的授权进行决策处置，现场应急机构为东方作业公司各生产设施安全应急执行小组。生产设施应及时将最新情况报告海南分公司应急指挥中心，取得海南分公司的各种支持。

对溢油量在 0.1 吨以上，溢油现场立即报告海南分公司应急指挥中心，海南分公司应急指挥中心按海南分公司《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2022 版）启动应急指挥中心并直接决策处理。

（3）启动

溢油污染环境事件发生后，根据事故的状态和其发展态势确定响应的级别，如果对时间的潜在后果把握不准，可以按事件可能导致的最严重后果进行反应。

- ① 现场级应急响应（三级）：泄漏油品小于 0.1t。
- ② 中海石油（中国）有限公司海南分公司级应急响应（二级）：泄漏油品达到或超过 0.1t 而小于 10 吨；生产/作业设施利用自己或可调用的资源无法解决遭遇的突发事件。
- ③ 集团公司级应急响应（一级）：大面积泄漏油品达到或超过 10 吨；控制系统失灵；海南分公司利用自己或可调用的资源无法解决遭遇的突发事件。

应急响应启动由应急指挥中心发布，较高级别的应急响应包含较低级别应急响应的所有措施。响应启动时，各部门必须提早研判、提前部署并确保万无一失。根据需要请求广东、海南、广西三省（自治区）、全国海上搜救中心或香港海上救援飞行队，或有关海区海事局、民航、救捞局、消防队、部队等给予支援。

6.3 溢油应急措施有效性分析

6.3.1 气田自身应急能力

东方 1-1 气田配备的溢油应急资源见表 6.3-1。

表 6.3-1 东方 1-1 气田溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放设施
溢油分散剂喷洒装置	PSC40	台	2	CEPD/WHPF 平台各 1 台
手动喷雾器	/	台	3	WHPA/WHPB/WHPE 平台各 1 台
溢油分散剂	富肯-2#200L/桶	桶	10	CEPD/WHPA/WHPB/WHPE/WHPF 平台各 2 桶
吸油棉	SPC100 PADS 38cm×48cm 100 片/CAR	箱	10	CEPD/WHPA/WHPB/WHPE/WHPF 平台各 2 箱
抹布	/	袋	10	CEPD/WHPA/WHPB/WHPE/WHPF 平台各 2 袋

东方 1-1 气田 DF1-1CEPD、DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF 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。

6.3.2 本项目可利用的其他油气田溢油应急设备

一旦发生溢油规模大于其自身应急处理能力的时候，根据《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》（2022 版），中海石油（中国）有限公司海南分公司可统一安排人员、设备或其他资源。该级响应需由海南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。海南分公司其他作业区配置的溢油应急资源见表 6.3-2~表 6.3-8。

表 6.3-2 东方 13-2 气田溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	溢油分散剂喷洒装置	PSC40	1 台	DF13-2CEPB 平台
2	手动喷雾器	/	1 台	DF13-2WHPA 平台
3	溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	4 桶	DF13-2CEPB/DF13-2WHPA 平台各 2 桶
4	吸油棉	SPC100 PADS 38cm×48cm 100 片/CAR	4 箱	DF13-2CEPB/DF13-2WHPA 平台各 2 箱

表 6.3-3 东方终端溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	吸油毡	羿科 YF1830	4 箱	132 消防泵房
2	吸油棉	羿科 YF1832	3 桶	132 消防泵房
3	木糠	/	4 桶	132 消防泵房
4	回收油桶	200L	3 个	132 消防泵房
5	气动泵及附件	666151-4EB-C	1 套	132 消防泵房
6	移动式消防炮及附件	T319036-1	1 套	132 消防泵房
7	塑料桶	/	6 个	132 消防泵房
8	铜铲	/	4 个	132 消防泵房
9	扫帚	/	13 把	132 消防泵房
10	拖把	/	2 把	132 消防泵房

表 6.3-4 乐东 15-1 气田溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	消油剂	富肯-2 号(200L)	4 桶	工作甲板
2	吸油毡	21 kg/箱	4 箱	工作甲板
3	抹布	/	100kg	工作甲板
4	木糠	/	200kg	工作甲板

表 6.3-5 乐东 22-1 气田溢油应急资源

序号	物资名称	型号/规格	数量	存放位置
1	消油剂	富肯-2 号(200L)	4 桶	工作甲板
2	吸油毡	21kg/箱	4 箱	工作甲板
3	抹布	/	100kg	工作甲板
4	木糠	/	200kg	工作甲板

表 6.3-6 深海一号平台溢油应急资源

序号	溢油应急物资	数量	存放地点
1	充气式橡胶围油栏	400 米	主甲板溢油装备集装箱内
2	防爆动力站	2 套	主甲板溢油装备集装箱内
3	吸气机	1 套	主甲板溢油装备集装箱内
4	集装箱	4 个	主甲板柴油吊机北侧
5	撇油器	1 套	主甲板溢油装备集装箱内
6	喷洒装置	1 套	主甲板溢油装备集装箱内
7	手持喷枪	2 个	主甲板溢油装备集装箱内
8	储油囊	4 套	主甲板溢油装备集装箱内
9	吸油毛毡	2 箱	生产甲板南侧 SCR 立管提升平台
10	消油剂	5 桶	生产甲板南侧 SCR 立管提升平台
11	气动隔膜泵	2 台	主甲板溢油装备集装箱内

表 6.3-7 崖城 13-1 平台、南山终端溢油应急资源

名称	型号	数量	存放地点
船载喷洒装置	/	1 套	海洋石油 606
喷雾器	16L	10 个	南山终端安全物料集装箱
围油栏	6"×12"(30 米/节)	420m	南山终端二级堆场/C4 集装箱
围油栏	12"×24"	600m	南山终端二级堆场/C5 集装箱
围油栏	38"	200m	
撇油器	CRUCIAL	1 台	南山终端 C28 防溢油集装箱
撇油器	Skim-Pak	1 台	
液压吸油泵	CRUCIAL	1 台	
撇油头	Skim-Pak	1 台	
撇油头	CRUCIAL	1 台	
吸油管	2"	2 条	
吸油管	2"	1 批	南山终端二级堆场/C1 集装箱
柴油机(Manual Start)	带驱动液压泵	1 台	南山终端, 配餐大棚
柴油机(BatteryStart)	带驱动液压泵	1 台	
清刷泵	CURICAL	1 台	南山终端/C28 防溢油集装箱
布栏机 Boom Roller	BR-75*8HM	3 套	南山终端/配餐大棚/三级堆场
移动式储油箱(帆布式储油池) Fast Tank	Black & White	5 个	南山终端二级堆场, C1&C4 集装箱
吸油粉末	56.6 升/袋	200 袋	南山终端二级堆场, C1 集装箱
吸油垫纸	3M T-151 17"×19" 200 片/袋	30 袋	
沾油丝	12.5 米/条	80 条	南山终端 二级堆场, C4 集装箱
吸油栏	2.9 米/条	250 条	
吸油栏	3M Petroleum	65 条	生产平台主甲板
吸油栏	3M POWERSORB	3 件	
溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	6 桶	南山终端, #2 化学品仓库
溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	6 桶	
溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	6 桶	海洋石油 606
防火型围油栏	总高度≥900mm, 最大抗波高 1.5 米, 最大抗风速 15m/s, 最大抗流速 2Kn。	200 米	南山终端/二级堆场

表 6.3-8 海南码头公司溢油应急资源

序号	应急物资名称	型号	数量	存放地点
1	固定浮子式橡胶围油栏	WGJ1100	627m	溢油应急物资仓库
2	转盘式收油机	ZK-10m³/h	1 台	溢油应急物资仓库
3	油拖网	TYT-4m³	1 套	溢油应急物资仓库
4	吸油毛毡	PP 型	1000 公斤	溢油应急物资仓库
5	溢油分散剂	浓缩型	1000 公斤	溢油应急物资仓库
6	轻便储油罐	10 m³	1 套	溢油应急物资仓库
7	溢油分散剂喷洒装置	速度 0.19t/h	1 套	溢油应急物资仓库

中海石油环保服务(天津)有限公司具有 7 个卫星基地,在基地内存放了大量溢油应急资源。

针对本项目的溢油事故,珠海基地、惠州基地的应急物资可以进行及时的响应工作。珠海基地在珠海横琴终端和珠海高栏终端,惠州基地在惠州石化物流码头。上述 2 个卫星基地的溢油应急资源明细如表 6.3-9~表 6.3-10 所示。

表 6.3-9 中海环保珠海基地溢油应急资源

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	GFW1000 固体浮子式橡胶围油栏	100	米
围油栏	GWJ900 固体浮子式橡胶围油栏	240	米
消油剂喷洒装置	PSB40 消油剂喷洒装置	1	套
撇油系统	MiniMax12 撇油系统	1	套
收油机	ZSY5 收油机	1	套
冲气机	EB-415 背负式冲气机	1	套
储油囊	QG5 储油囊	1	套
储油囊	FN10 储油囊	1	套

名称	规格/型号	数量	单位
消油剂	/	1	吨
吸油毛毡	P125-55 吸油毛毡	0.45	吨
吸油毛毡	PP-2 吸油毛毡	0.5	吨
吸油拖栏	XPL-Y-220 吸油拖栏	200	米
吸油拖栏	XTL-Y250 吸油拖栏	60	米
围油拖栏	/	96	米
吸油毡	/	10	卷
吸油垫	TM58 吸油垫	10	箱

表 6.3-10 中海环保惠州基地溢油应急资源

设备/物资名称	规格/型号	数量	单位
堰式收油机	YSJ-30	1	套
齿型转盘式收油机	ZSC50	1	套
多功能收油机	LMS	1	套
Minimax12 收油机	MM12	2	套
真空收油机	ZK30	2	套
ALLIGATOR100 收油机	ALLIGATOR100	1	台
侧挂式收油机	lsc-4	2	台
多功能收油机	HAF60	1	台
多功能收油机	HAF12	1	台
HBSF30 收油机	HBSF30	1	台
槽式鼓轮收油机	100m³/h	1	台
消油剂喷洒装置	80L/min	5	套
消油剂喷洒装置	PSB80	1	台
消油剂喷洒装置	/	2	台
消油剂喷洒装置	RO-CLEAN	1	台
空中消油剂喷洒装置	TC-3	1	套
船用喷洒装置	HDSK40	2	台
PVC 围油栏	WGV-1100	2600	米
充气式橡胶围油栏	QW2000	400	米
充气式橡胶围油栏	QW1500	400	米
固体浮子式围油栏	GP900PVC	400	米
柱状固体 PVC 围油栏	HPFC900	40	套
充气式橡胶围油栏	HRA2000	8	套
沙滩围油栏	HPAW600	40	条
轻便储油罐	PVC 10m³	7	个
轻便储油罐	QG9	1	台
轻便储油罐	QG5	1	台
储油罐	7m³	2	台
储油罐	钢制 7m³	4	个
储油囊	FN15	2	台
聚氨酯储油囊	25m³	4	套
聚氨酯储油囊	100m³	2	套
聚氨酯储油囊	20m³	1	套
输油泵	DOP250	1	台
输油泵	DOP160	1	台
充吸气机	HIS1000	2	台
充吸气机	HIS300DX3	2	套
HIS 系列充吸气机	HIS300DX3	2	套
100 充气机	/	2	台
SPC 吸油毛毡	ENV150	20	袋
	76cm×46m; 1 卷/袋		
	片状, 200 片/箱		
国产毛毡	PP-2 型; 20KG/包	102	包
吸油毛毡	500×500mm	8	吨
SPC 吸油拖栏	HAZ124 长条袋状; 7.6cm×366cm 4 条/箱	2	箱
	OIL430 长条袋状	5	箱

设备/物资名称	规格/型号	数量	单位
	ENV810-C; 20cm×3m 4 条 12 米/包	40	包
国产吸油拖栏	200 型; 12 米/包	13	包
消油剂	富肯-2	4.5	吨
消油剂	富肯 2 号	100+36	桶
	20kg/桶 170kg/桶		

6.3.3 溢油应急设施能力估算

东方 1-1 气田自身配备的应急物资主要存放在 DF1-1CEPD、DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF，若本项目在 DF1-1PRP 平台发生管线泄露，东方 1-1 气田立即响应，可满足本项目需求，周边东方 13-2 气田溢油应急资源可以在接到通知后的 3.2h 内抵达设定的溢油现场。

本项目周边油气田及其他溢油应急力量的分布见图 5.3-1。周边溢油应急力量抵达溢油现场时间见表 5.3-10。



图 6.3-1 溢油应急力量分布

表 6.3-11 周边溢油应急力量抵达溢油现场时间

序号	应急资源分布点	距离（公里）	动员、装船时间（小时）	航行时间（小时）	到达溢油现场时间（小时）
1	东方 13-2 气田	约 20	2	约 1.2	约 3.2
2	东方终端	约 104	2	约 6.2	约 8.2
3	乐东 15-1 气田	约 130	2	约 7.8	约 9.8
4	乐东 22-1 气田	约 147	2	约 8.8	约 10.8
5	崖城 13-1 气田	约 181	2	约 10.8	约 12.8
6	南山终端	约 186	2	约 11.1	约 13.1
7	海南码头公司	约 280	2	约 16.8	约 18.8
8	深海一号平台	约 329	2	约 19.7	约 21.7
9	中海环保珠海基地	约 712	2	约 42.6	约 44.6
10	中海环保惠州基地	约 851	2	约 51.0	约 53.0

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。

7. 结论

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、钻井期火灾/爆炸、管线泄漏等。本项目在东方 1-1PRP 平台新增立管、高/低压管汇总容积 19.5Sm³，根据分析，本项目的风险类型、可能最大溢油量均未超过本项目原环评识别出的风险范畴。

东方 1-1 气田 DF1-1CEPD、DF1-1WHPA、DF1-1WHPB、DF1-1WHPE、DF1-1WHPF 平台存放有一定数量的溢油应急设备，包括溢油分散剂喷洒装置、手动喷雾器、溢油分散剂、吸油棉等的溢油应急设备，具备一定的溢油应急能力。若本项目在 DF1-1PRP 平台（与 DF1-1CEPD 平台通过栈桥相连）发生管线泄露，东方 1-1 气田立即响应，可满足本项目需求，周边东方 13-2 气田溢油应急资源可以在接到通知后的 3.2h 内抵达设定的溢油现场并开始应急作业，可满足本项目需求。

建设单位已编写《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属生产设施溢油应急计划》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司溢油应急计划》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。上述溢油应急计划可以满足本项目需求，本项目不需修编现有溢油应急计划。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。