

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 恩平 15-1 等油田综合调整项目

建设单位: 中海石油(中国)有限公司深圳分公司

编制日期: 2026 年 4 月

中华人民共和国生态环境部制

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：恩平 15-1 等油田综合调整项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司深圳分公司

编制日期： 年 月

中华人民共和国生态环境部制

编制单位和编制人员情况表

项目编号	24e400		
建设项目名称	恩平15-1等油田综合调整项目		
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) 有限公司深圳分公司		
统一社会信用代码	91440300708594625J		
法定代表人 (签章)	阎洪涛		
主要负责人 (签字)	赵春明 赵春明		
直接负责的主管人员 (签字)	张美望 张美望		
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
邓兵杰	11351143511110300	BH008860	邓兵杰
2 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
冯婧	生态环境现状、保护目标及评价标准、生态环境影响分析、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	BH074194	冯婧
邓兵杰	建设项目基本情况、建设内容、环境风险专项评价、附图、附表、附件	BH008860	邓兵杰

目 录

一、建设项目基本情况.....	1
二、建设内容.....	4
三、生态环境现状、保护目标及评价标准.....	31
四、生态环境影响分析.....	49
五、主要生态环境保护措施.....	65
六、生态环境保护措施监督检查清单.....	71
七、结论.....	73
附图（略）.....	74
附件（略）.....	74
附表（略）.....	74
环境风险专项评价.....	75
1 评价依据.....	75
2 风险调查.....	75
3 评价等级判定.....	76
4 环境风险识别.....	77
5 环境风险事故情景分析.....	88
6 环境风险分析与评价.....	91
7 环境风险防范措施及应急要求.....	93
8 结论.....	110

一、建设项目基本情况

建设项目名称	恩平 15-1 等油田综合调整项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	张美望	联系方式	0755-26334469
建设地点	中国南海北部珠江口盆地		
地理坐标	EP15-1 CEP: [REDACTED] EP23-1 DPP: [REDACTED] EP20-4 DPP: [REDACTED] EP18-6 DPP: [REDACTED] EP18-1 WHPA: [REDACTED] EP10-2 WHPA: [REDACTED] EP20-5 WHPA: [REDACTED]		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源 勘探开发及其附属工程	用地（用海）面积 (m ²)/长度 (km)	/
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input checked="" type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	[REDACTED]	环保投资（万元）	[REDACTED]
环保投资占比（%）	[REDACTED]	施工工期	[REDACTED]
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是：		
专项评价设置情况	对照“建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）”（试行）中表 1 的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别，本项目属于石油和天然气开采工程，设置“环境风险”专项评价		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		
其他符合性分析	<p>恩平油田群包括恩平 24-2 油田、恩平 18-1 油田、恩平 23-1/2/7 油田、恩平 15-1/2 油田、恩平 10-2 油田、恩平 20-4 油田、恩平 20-5 油田、恩平 21-4 油田、恩平 18-6 油田(包含恩平 18-6 区块和番禺 19-1 区块)，自 2014 年 10 月相继投产。</p> <p>随着恩平油田群滚动式开发的进行，产量自然递减，部分油井开始进入高含水期，为了改善恩平油田群的开发效果，提高产能和采油速度，中海石（中</p>		

	<p>国)有限公司深圳分公司拟对恩平油田群实施综合调整工程,本次拟在 EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA、EP18-6 DPP 总计 7 个平台实施 30 口调整井工程,其中在 EP15-1 CEP 上利用新增井槽实施调整井 3 口、老井侧钻 1 口,其余平台 26 口均为老井侧钻。</p> <p>本次调整井工程属于海洋油(气)开发及其附属工程。在建设阶段将产生钻井液和钻屑等污染物,施工期新增钻井液排放量约为 █████m³、新增钻屑排放量约为 █████m³。项目投产后,新增产能为 █████m³/a,油品密度最高按 █████t/m³ 计算,则新增产能为 █████t/a,低于 █████t/a;各平台生产水排放未超过原环评最大量。</p> <p>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。</p>
<p>其他 符合性 分析</p>	<p>(1) 与产业政策的符合性分析</p> <p>本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程,属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》中“常规石油、天然气勘探与开采”,为该目录中的鼓励类项目。</p> <p>(2) 与《广东省国土空间规划(2021-2035 年)》的符合性分析</p> <p>根据《广东省国土空间规划(2021-2035 年)》,恩平油田群位于该规划范围之外,距其规划边界最近距离约 80km,距离该规划中的广东省生态保护红线的最近距离在 120km 以上(附图 1-1 和附图 1-2),项目建设阶段和运营阶段均不会影响到《广东省国土空间规划(2021-2035 年)》中的生态保护红线(附图 1-3)。</p> <p>(3) 与《广东省人民政府办公厅关于加强生态环境分区管控的实施意见》符合性分析</p> <p>本项目涉及的平台位置均在广东省省属海域以外,根据广东省生态环境分区管控信息平台载明内容,本项目距离广东省生态环境分区方案中一般管控单元边界 80km,见附图 1-3。</p> <p>(4) 与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析</p> <p>2022 年,生态环境部等六部门联合发布《“十四五”海洋生态环境保护规划》。规划中提出“海洋海洋环境质量持续稳定改善、海洋生态保护修复取得实效、美丽海湾建设稳步推进、海洋生态环境治理能力不断提升”的主要目标。</p> <p>本项目距离周边海洋保护区等在 100km 以上,在建设和正常生产阶段,污染物排放对平台附近的海洋环境造成局部轻微影响,不会影响到 100km 外的海洋保护区内的海洋环境质量,不会对海洋生物多样性造成影响;建设单位中海石油(中国)有限公司深圳分公司制定了严格的环境管理制度,已对本油田溢</p>

油应急预案进行备案，可以最大限度防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。工程施工期和运营期产生的污染物均得到合理处置，做到从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。同时，针对施工期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额。本项目实施过程和运营期间采取的环境保护及溢油应急应对措施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的相关要求和主要目标相契合。

(5) 《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》的符合性分析

该规划的建议中提出“加强海洋开发利用保护。坚持陆海统筹，提高经略海洋能力，推动海洋经济高质量发展，加快建设海洋强国……推进海洋能源资源和海域海岛开发利用，加强重点海域生态环境保护修复”，本项目属于海洋能源资源开发项目，在海洋油气开发过程中，注重海洋生态的环境保护修复，与该规划的建议相符。

(6) 与《广东省“十四五”海洋生态环境保护规划》协调性分析

《广东省“十四五”海洋生态环境保护规划》提出要严格海洋生态空间保护，严守自然岸线底线，严控围填海开发。加强环境风险预防设施建设。以沿海石化、危化品码头、石油平台及运输管道、海上船舶、核电等领域为重点，建设污染物泄漏预警预报设施，完善应急导流槽、事故调蓄池、应急闸坝、消防事故水池等事故排水收集截留设施。

本项目不在广东省管辖海域范围之内，且项目不涉及围填海，不占用岸线，不会对海滩、岸线造成影响。在建设和生产阶段均将采取有效的环境保护措施，施工期产生的悬浮物会对海床造成短期、暂时、小范围的影响，施工结束后很快恢复到本底水平；运营期含油生产水达标排放，尽可能减少对海洋环境的损害；建设单位制定了严格的环境管理制度，建立了完善的溢油应急计划并配备有效的溢油应急设备，以避免发生重大环境污染事件；严格落实环境保护要求，以达到海洋石油开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。

综上所述，本项目建设与《广东省“十四五”海洋生态环境保护规划》要求相协调。

二、建设内容

2.1 项目地理位置

恩平油田群位于南海珠江口盆地海域，地理位置为东经 [REDACTED]，北纬 2 [REDACTED] [REDACTED]，所在海域水深约 [REDACTED]。北侧距珠海高栏港区最近距离约 [REDACTED]，距深圳南山区最近距离约 [REDACTED]。地理位置图见图 2.1-1。

地理位置

(图略)

图 2.1-1 本项目地理位置图

2.2 工程现状

2.2.1 已建工程

2.2.1.1 现有工程概况

恩平油田群最早于 2014 年开始投产，主要有恩平 24-2 油田、恩平 23-1/2/7 油田、恩平 18-1 油田等油田构成。目前海上设施主要包括 8 座平台、1 艘海洋石油 118 浮式生产储卸油装置（简称“HYSY118 FPSO”）及对应的海底管道电缆。各油田对应的海上主体工程设施名称见表 2.2-1，中英文注释表见附表 1。

项目组成及规模

表 2.2-1 恩平油田群海上主体设施概况

恩平油田群	主体工程设施		投产时间
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	2014 年 10 月
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	2014 年 10 月
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	2016 年 11 月
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	2016 年 9 月

██████████	██████████	██████████	2023年6月
██████████	██████████	██████████	2022年12月
██████████	██████████	██████████	2023年9月
██████████	██████████	██████████	2023年7月
██████████	██████████	██████████	2023年10月

恩平油田群主要生产设施布置示意图见图 2.2-1。

(图略)

图 2.2-1 恩平油田群平面布置示意图

表 2.2-2 恩平油田群现有主要海上设施工程概况

名称	工程概况
EP24-2 DPP	EP24-2 DPP 是一座 8 腿导管架钻采平台。平台上现有 ██████ 生产井，1 口同井抽注井，设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 ██████ 生活楼等。生活污水处理能力为 100.8m ³ /d，原油设计处理能力为 ██████，生产水设计处理能力为 ██████（目前正在进行扩容改造，改造后处理能力为 ██████）。
EP23-1 DPP	EP23-1 DPP 是一座 8 腿导管架钻采平台。平台上现有 ██████ 生产井，██████ 注水井，1 口同井抽注井，设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 ██████ 人生活楼等。生活污水处理能力为 ██████ m ³ /d，原油设计处理能力为 ██████ m ³ /d，生产水现阶段设计处理能力为 ██████（目前正在进行扩容改造，改造后处理能力为 ██████）。
EP18-1 WHPA	EP18-1 WHPA 是一座 8 腿导管架井口平台。平台上现有 ██████ 生产井，██████ 注水井，设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 ██████ 生活楼等。生活污水处理能力为 ██████ m ³ /d，原油设计处理能力为 ██████ m ³ /d，生产水设计处理能力为 ██████ m ³ /d。
EP15-1 CEP	EP15-1 CEP 是一座 8 腿导管架中心平台。平台上现有 17 口生产井、1 口 CO ₂ 回注井，1 口 CO ₂ 利用注气井，设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 193 人生活楼等。生活污水处理能力为 ██████ m ³ /d，原油设计处理能力为 ██████ m ³ /d（低

	含二氧化碳设备) [] m ³ /d (高含二氧化碳设备), 生产水设计处理能力为 52800m ³ /d。
EP20-4 DPP	EP20-4 DPP 是一座 8 腿导管架钻采平台。平台上现有 [] 生产井, 设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 [] 生活楼及直升机甲板、燃气透平、原油处理系统、生产水处理系统、燃料气系统、公用系统、海水系统、消防系统等设备, 预留一套注水设备的空间。生活污水处理能力为 [], 原油设计处理能力为 [], 生产水设计处理能力为 []。
EP10-2 WHPA	EP10-2 WHPA 为 4 腿导管架井口平台。平台上现有 [] 生产井, 不设油气水处理系统。
EP20-5 WHPA	EP20-5 WHPA 为 4 腿导管架井口平台。平台上现有 [] 生产井, 不设油气水处理系统。
EP18-6 DPP	EP18-6 DPP 是一座 8 腿导管架式钻采平台。平台现有 [] 口生产井, 平台上主要设有 [] 人生活楼及直升机甲板、油气生产系统设备、计量设备、生产水处理系统、开闭排系统、公用系统等。生活污水处理能力为 [], 原油设计处理能力为 [] m ³ /d, 生产水设计处理能力为 []。
HYSY118 FPSO	HYSY118 FPSO 是一艘 15 万吨级浮式生产储卸油装置, 采用双壳结构形式, 设有原油处理设施、生产水处理设施、原油发电机、190 人生活楼等。生活污水处理能力为 [], 原油设计处理能力为 [] m ³ /d, 生产水设计处理能力为 [] m ³ /d。

*现有工程中各平台井数以在产为统计基准。

表 2.2-3 恩平油田群现有管缆情况一览表

类别	序号	名称		
管道	1	EP24-2 DPP 至 FPSO 间柔性管	EP24-2 DPP 至海底基盘混输管道	[]
			海底基盘至 FPSO 间动态柔性立管	[]
	2	EP23-1 DPP 至 FPSO 海管	EP23-1 DPP 至海底基盘混输管道	[]
			海底基盘至 FPSO 间动态柔性立管	[]
	3	EP18-1 WHPA 至 EP24-2 DPP 间混输海管		[]
	4	EP10-2 WHPA 至 EP15-1 CEP 间混输海管		[]
	5	EP20-4 DPP 至 EP15-1 CEP 间混输海管		[]
	6	EP20-5 WHPA 至 EP20-4 DPP 间混输海管		[]
7	EP15-1 CEP 至 HYSY118 FPSO 间混输海管	EP15-1 CEP 至海底基盘混输管道	[]	
		海底基盘至 FPSO 间动态柔性立管	[]	
8	EP18-6 DPP 至 EP18-1 WHPA 间混输管道		[]	
电缆	1	EP24-2 DPP 至 FPSO 间海底复合电缆		[]
	2	HYSY118 FPSO 至 EP24-2 DPP 间海底复合电缆		[]
	3	EP24-2 DPP 至 EP23-1 DPP 间海底复合电缆		[]
	4	EP24-2 DPP 至 EP18-1 WHPA 间海底复合电缆		[]
	5	EP15-1 CEP 至 EP20-4 DPP 间海底电缆		[]
	6	EP15-1 CEP 至 EP10-2 WHPA 间海底脐带缆		[]
	7	EP20-4 DPP 至 EP20-5 WHPA 间海底脐带缆		[]
	8	EP18-1 WHPA 至 EP18-6 DPP 间海底电缆		[]

2.2.1.2 现有物流走向

(图略)

图 2.2-2 恩平油田群现有工程物流走向示意图



2.2.1.3 与本项目相关的现有工程工艺流程

与本次调整项目相关的设施为 EP15-1 CEP、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP18-6 DPP 及 HYSY118 FPSO。

(1) EP15-1 CEP

① 生产物流工艺流程

[Redacted text block]

EP15-1 CEP 生产工艺流程见图 2.2-3。

(图略)

图 2.2-3 EP15-1 CEP 工艺流程图

②生产水处理流程

EP15-1 CEP 生产水系统采用“水力旋流器+紧凑式气浮”的处理流程。从工艺系统分离出的生产水经加压后进入水力旋流器进行初步分离,然后生产水进入紧凑式气浮对其中的油进行去除,经气浮选处理后的生产水满足标准后,通过开排沉箱排海,水力旋流器和紧凑式气浮选排出的污油进入污油罐中,通过污油泵打回工艺系统处理。EP15-1 CEP 生产水处理流程见图 2.2-4。

(图略)

图 2.2-4 EP15-1 CEP 工艺流程图

(2) EP20-4 DPP

①主工艺流程

EP20-5 WHPA 物流全液送至 EP20-4 DPP，经段塞流捕集器后送生产分离器进行油气水分离。EP20-4 DPP 高含 CO₂/低含 CO₂ 井的井流分别进入生产管汇汇合后，与 EP20-5 WHPA 物流一起进入生产分离器进行油气水分离。分离出的含水原油通过外输泵输送至 EP15-1 CEP。分离出的伴生气经压缩机增压后，作为燃料气供透平发电，剩余部分送火炬燃烧。分离出的水去生产水处理系统。在分离器气相出口位置预留脱碳装置的接口用于实验。考虑后期周边油田的接入，预留段塞流捕集器等设备。EP20-4 DPP 生产工艺流程见图 2.2-5。

(图略)

图 2.2-5 EP20-4 DPP 工艺流程图

②生产水处理流程

EP20-4 DPP 生产水系统采用“水力旋流器+紧凑式气浮”的处理流程。从工艺系统分离出的生产水经加压后进入水力旋流器进行初步分离，然后生产水进入紧凑式气浮选对其中的油进行去除，经处理后的生产水满足标准后，通过开排沉箱排海，水力旋流器和紧凑式气浮选排出的污油进入污油罐中，通过污油泵打回工艺系统处理。EP20-4 DPP 生产水处理流程见图 2.2-6。

(图略)

图 2.2-6 EP20-4 DPP 生产水处理流程图

(3) EP10-2 WHPA/EP20-5 WHPA

EP10-2 WHPA 和 EP20-5 WHPA 单井物流经多路阀进入多相流量计进行计量，计量后物流汇入外输管线，分别输送到 EP15-1 CEP 和 EP20-4 DPP。以 EP20-5 WHPA 为例，其生产工艺

流程见图 2.2-7。

(图略)

图 2.2-7 EP20-5 WHPA 工艺流程图

(4) EP18-6 DPP 工艺流程

① 主工艺流程

EP18-6 DPP 需计量的单井物流经测试管汇、测试分离器进行单井计量后再汇入生产管线。各生产井所产流体经生产管汇集后进入生产分离器进行油、气、水三相分离，分离出来的水进入生产水处理系统处理，分离出来的含水原油经外输泵增压外输至 EP18-1 WHPA 海管入口，和 EP18-1 WHPA 产液一同输往 EP24-2 DPP 海管入口，连同 EP24-2 DPP 物流一同经海管输送至 HYSY118 FPSO 处理成合格原油。分离出的伴生气用于天然气发电，剩余部分送火炬燃烧。

(图略)

图 2.2-8 EP18-6 DPP 工艺流程图

② 生产水处理流程

EP18-6 DPP 生产水系统采用“斜板除油器+溶气气浮”的处理流程。从分离器分离出的含油生产水进入斜板除油器进行初步分离，水相进入溶气气浮对其中的油及悬浮固体进行进一步去除至含油量满足排放标准后排海。斜板除油器及溶气气浮分离出的油进入污油罐中，由污油泵打回工艺流程处理。

(图略)

图 2.2-9 EP18-6 DPP 生产水处理系统流程图

(5) HYSY118 FPSO

① 主工艺流程

恩平油田群老区（EP23-1 DPP、EP24-2 DPP、EP18-6 DPP、EP18-1 WHPA）各平台生产物流输送至 HYSY118 FPSO 后首先进入老区合格原油/含水原油换热器进行换热，然后进入一级分离器进行油、气、水三相分离，分出的气相在气量较多的年份进入燃料气处理系统，经处理后供热介质锅炉、透平等用户使用，液相进入二级分离器加热器加热后，直接进入二级分离器进行脱水。经二级分离器处理的原油，通过原油增压泵增压后进入电脱水器进行脱水。处理后的合格原油先通过合格原油/含水原油换热器初步冷却后，再经过合格原油冷却器冷却后进货油舱贮存；部分原油进入原油闪蒸装置进行负压闪蒸，提高原油的闪点，经闪蒸后合格的原油进入电站原油沉降舱沉降，供原油发电机使用。从二级分离器出来的气体进入燃气处理系统，同一级分离器分离出来的气经处理后供锅炉、透平等用户使用。从一级分离器、二级分离器和电脱水器的含油生产水则进入生产水处理系统处理合格后排海。

恩平油田群新区（EP20-5 WHPA、EP20-4 DPP、EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP）各平台生产物流输送至 HYSY118 FPSO 后首先进入新区合格原油/含水原油换热器进行换热，然后进入新二级分离器进行油、气、水三相分离，分出的气相在气量较多的年份进入燃料气处理系统，经处理后供热介质炉和其他用户使用，液相进入二级分离器加热器加热后，直接进入二级分离器进行脱水。经二级分离器处理的原油，通过原油增压泵增压后进入电脱水器进行脱水。处理后的合格原油先通过合格原油/含水原油换热器初步冷却后，再经过合格原油冷却器冷却后进货油舱贮存；部分原油进入原油闪蒸装置进行负压闪蒸，提高原油的闪点，经闪蒸后合格的原油进入电站原油沉降舱沉降，供原油发电机使用。从二级分离器出来的气体则进入火炬系统。从一级分离器、二级分离器和电脱水器的含油生产水则进入生产水处理系统处理合格后排海。

HYSY118 FPSO 原油处理工艺流程见图 2.2-10。

(图略)

图 2.2-10 HYSY 118 FPSO 原油处理工艺流程图

②生产水处理系统

HYSY118 FPSO 上设有生产水舱，含油生产水首先进入生产水舱，然后通过一套柱状旋

流器+紧凑式气浮进行处理，紧凑式气浮选可以串联，也可以并联使用。处理达标后的含油生产水（含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）排海，从柱状旋流器和紧凑式气浮分离出的污油进入污油舱，通过污油泵增压回收进入主工艺流程。HYSY118 FPSO 生产水处理工艺流程见图 2.2-11。

(图略)

图 2.2-11 HYSY118 FPSO 生产水处理工艺流程图

2.2.2 已批在建工程情况

2.2.2.1 恩平 23-1 等油田综合调整项目

(1) 工程内容

恩平 23-1 等油田综合调整项目于 2025 年 2 月取得生态环境部的环评批复（环审（2025）18 号），目前处于在建状态。

该项目总计实施 ■ 口调整井工程，包括生产井 ■ 口，注水井 ■ 口，同井抽注井 ■ 口，注气井 ■ 口。其中 EP23-1 DPP 共计 ■ 口、EP24-2 DPP 共计 ■ 口、EP18-1 WHPA 共计 ■ 口、EP15-1 CEP 共计 ■ 口、EP10-2 WHPA 共计 ■ 口、EP20-5 WHPA 共计 ■ 口、EP18-6 DPP 共计 ■ 口。

该项目进行了 EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA 进行台风自控模式改造；对 EP23-1 DPP 生产水系统进行适应性改造，改造后 EP23-1 DPP 生产水处理能力由 ■ 增大为 ■（目前正在建设，将在本项目投产前投入运行）；HYSY118 FPSO 一级分离器和新区二级分离器生产水出口直接接入上层模块新增生产水处理系统流程；在 EP20-5 WHPA 增加生产水排海管道，生产水处理能力为 ■ m^3/d ；为无人井口平台 EP10-2 WHPA 和 EP20-5 WHPA 增加生活污水处理装置，设计处理能力为 ■ m^3/d 。

(2) 生产工艺流程

恩平 23-1 等油田综合调整项目投产后，EP20-5 WHPA 新增生产水排放口，EP15-1 CEP

新增注气开发,EP10-2 WHPA 和 EP20-5 WHPA 新增注水开发,EP10-2 WHPA 和 EP20-5 WHPA 新增生活污水排放口。

EP20-5 WHPA 由该项目投产前的全液输往 EP20-4 DPP, 变为投产后的井产物流经多相流测试计量后分两路, 一路流体直接进入海管输送至 EP20-4 DPP 进行油气水处理, 另一路流体进入 EP20-5 WHPA 管式分离器进行油气水分离, 分离出的含水原油进入海管输送到 EP20-4 DPP 进一步处理, 分离出的生产水达标排海, 分离出的伴生气冷放空。

(图略)

图 2.2-12 恩平 23-1 等油田综合调整项目投产后 EP20-5 WHPA 生产工艺流程图

EP15-1 CEP 由该项目投产前的分离出的高含 CO₂ 气体经脱水增压回注地层, 变为投产后产出的部分 CO₂ 注入目的油气藏中, 保持油藏压力维持油田开发效果, 超出部分将继续回注地层, 以减少碳排放。

该项目投产收恩平油田群物流走向见图 2.2-13。

(图略)

图 2.2-13 恩平 23-1 等油田综合调整项目投产后恩平油田群生产物流走向示意图

2.2.2.2 恩平 24-2 等油田综合调整项目

(1) 工程概况

恩平 24-2 等油田综合调整项目于 2025 年 12 月取得生态环境部的环评批复(环审(2025)122 号), 目前处于在建状态。

该项目建设内容为: 在现有 EP24-2 DPP 南侧加挂 1 座平台, 在 EP 24-2 DPP 加挂平台及现有 ■ 座平台实施 ■ 口调整井, 并在加挂平台上建设 1 套处理量为 ■ h 的生产水处理系统; 同时, 对现有 EP24-2 DPP、EP20-4 DPP 和 EP15-1 CEP 进行适应性改造: 在 EP24-2 DPP 上改造低压、高压配电盘, 在 EP20-4 DPP 上增加注水设备, 在 EP15-1 CEP 上增加 1 台压缩机。

(2) 生产工艺流程

该项目投产后，EP20-4 DPP 经处理达标的生产水，除排海外，少量注入地层，其他的物流集输与已批在建项目（EP23-1 等油田综合调整项目）投产后的工艺流程一致，物流集输流程详见图 2.2-14。

(图略)

图 2.2-14 恩平 24-2 等油田综合调整项目投产后恩平油田群生产物流走向示意图

2.2.2.4 开发方式

恩平 23-1 等油田综合调整项目和恩平 24-2 等油田综合调整项目投产后，恩平油田群开发方式详见表 2.2-4。

表 2.2-4 本项目投产前后恩平油田群开发方式一览表

平台名称	现有工程	已批在建工程投产后	备注
EP24-2 DPP	天然能量+注水	天然能量+注水	水源为地层水
EP23-1 DPP	天然能量+注水	天然能量+注水	水源为生产水
EP20-4 DPP	天然能量	天然能量+注水	水源为生产水
EP18-6 DPP	天然能量	天然能量+注水	水源为地层水
EP15-1 CEP	天然能量	天然能量+注气	/
EP10-2 WHPA	天然能量+注水	天然能量+注水	水源为地层水
EP20-5 WHPA	天然能量+注水	天然能量+注水	水源为地层水
EP18-1 WHPA	天然能量+注水	天然能量+注水	水源为地层水

2.3 本项目建设内容及规模

中海石油（中国）有限公司深圳分公司拟对恩平油田群 EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-6 DPP、EP18-1 WHPA、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA 实施综合调整工程，总计实施 30 口调整井，其中 EP15-1 CEP 实施内挂井槽并通过内挂井槽新增调整井 3 口，其余 27 口均为老井侧钻。

2.3.1 EP 15-1 CEP 内挂井槽工程

本工程拟在 EP15-1 CEP 采用内挂形式增加 3 个井槽（2 个 20"井槽和 1 个 24"井槽），新增 3 口生产井，分别为 A16P1&A16H、A17H 和 A18H。其中 A16P1&A16H、A17H 进入高二氧化碳生产管汇，A18H 进入低二氧化碳生产管汇。

恩平 15-1 每层甲板井口区域需要增加导向管用于隔水管的安装，总体工程内容如下：

在井口区第三及第四行之间新增内挂 3 口井槽，在上层甲板 EL. (+) 37.5m 第三及第四行之间新增一排共 3 口井盖板；

在中层甲板 EL. (+) 28m 和夹层操作甲板 EL. (+) 32.5m 增加一排共 3 口井盖板，二层甲板北边卸货区旁新增电潜泵变压器并延长原有挡风墙，尺寸为 2300mm；

在下层甲板新增井口的操作甲板 EL. (+) 23800mm，尺寸 12000×5000mm；新增采油树和井口控制盘；在生活楼一层北侧扩甲板做挡雨棚，与吊装区平齐尺寸为 5000×4500mm。

2.3.2 调整井工程

2.3.2.1 井口信息

本项目拟实施的 30 口调整井，其中 EP15-1 CEP 新增 3 口调整井及 1 口老井侧钻，其余 26 口均为老井侧钻，具体情况如下：



各平台调整井实施前后井位数量等信息统计情况见表 2.3-1。

表 2.3-1 各平台调整前后井口统计表

平台	原井信息			调整井信息			
	总数	井别	井号	井别	井号	井数	总井数
EP15-1 CEP	■	/	/	生产井	EP15-1-A16P1&A16H	■	■
		/	/		EP15-1-A17H		
		/	/		EP15-1-A18H		
		生产井	EP15-2-A5H		EP15-2-A5H1		
EP23-1 DPP	■	生产井	EP23-1-A3H1	生产井	EP23-1-A3H2	■	■
			EP23-2-A4H1		EP23-2-A4H2		
			EP23-7-A1H1		EP23-7-A1H2		
EP18-1 WHPA	■	生产井	EP18-1-A3H2	生产井	EP18-1-A3H3	■	■
			EP18-1-A6H2		EP18-1-A6H3		
			EP18-1-A9H2		EP18-1-A9H3		
			EP18-1-A10H1		EP18-1-A10H2		
			EP18-1-A12H2		EP18-1-A12H3		
			EP18-1-A13H2		EP18-1-A13H3		
EP10-2 WHPA	■	生产井	EP10-2-A3H	生产井	EP10-2-A3H1	■	■
			EP10-2-A4H		EP10-2-A4H1		
EP20-4 DPP	■	生产井	EP20-4-A2H	生产井	EP20-4-A2H1	■	■
			EP20-4-A10H		EP20-4-A10H1		
			EP20-4-A12H		EP20-4-A12H1		
			EP20-4-A18H		EP20-4-A18H1		
			EP20-4-A21H		EP20-4-A21H1		
			EP20-4-A24H		EP20-4-A24H1		
EP20-5 WHPA	■	生产井	EP20-5-A2H	生产井	EP20-5-A2H1	■	■
			EP20-5-A9H		EP20-5-A9H1		
			EP20-5-A13H		EP20-5-A13H1		
			EP20-5-A15H		EP20-5-A15H1		
			EP20-5-A18H		EP20-5-A18H1		

EP18-6 DPP	■	生产井	EP18-6-A1H	生产井	EP18-6-A1H1	■	■
			EP18-6-A6H		EP18-6-A6H1		
			EP18-6-A10H		EP18-6-A10H1		
			EP18-6-A11H		EP18-6-A11H1		

2.3.2.2 井深数据及井身结构

本次拟实施的调整井的井身结构参数见表 2.3-2。

表 2.3-2 调整井井身结构参数

序号	井名	井型	钻头尺寸	井深/m	水平段长/m	套管/筛管尺寸/in	套管/筛管下深/m
1	EP15-1-A16P1&A16H	水平井			■		
2	EP15-1-A17H	水平井			■		
3	EP15-1-A18H	水平井			■		
4	EP15-2-A5H1	水平井			■		
5	EP23-1-A3H2	水平井			■		
6	EP23-2-A4H2	水平井			■		
7	EP23-7-A1H2	水平井			■		
8	EP18-1-A3H3	水平井			■		
9	EP18-1-A6H3	水平井			■		
10	EP18-1-A9H3	水平井			■		
11	EP18-1-A10H2	水平井			■		
12	EP18-1-A12H3	水平井			■		
13	EP18-1-A13H3	水平井			■		
14	EP10-2	水平井			■		

本次调整井工程中典型井身结构示意图见图 2.3-1。

(图略)

图 2.3-1 各平台代表性井身结构示意图

2.3.2.4 钻井液体系组成

根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全、快速钻进和保护好储层及环境的要求。本次调整井中有 27 口采用水基钻井液钻井，对于钻井井深大于 4000m 且实施难度较大的 EP15-1-A16P1&A16H、EP15-2-A5H1、EP23-7-A1H2，后续可能使用水基钻井液及非水基钻井液。

2.3.3 物流集输工艺

本次调整井实施后，恩平油田群物流集输工艺不发生变化，与现有情况一致。

2.3.4 产能预测

根据建设单位提供的资料，本次调整井实施后产能预测指标见表 2.3-3~表 2.3-9。

表 2.3-3 EP15-1 CEP 调整井投产前后产能预测一览表

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

2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.3-4 EP18-1 WHPA 调整井投产前后生产预测指标一览表

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

表 2.3-5 EP23-1 DPP 调整井投产前后生产预测指标一览表

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

2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									

表 2.3-6 EP20-4 DPP 调整井投产前后生产预测指标一览表

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

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

表 2.3-7 EP10-2 WHPA 调整井投产前后生产预测指标一览表

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

时间/年	年产量/ (×10 ⁴ m ³ /a)								

	油	水	气	油	水	气	油	水	气
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.3-8 EP20-5 WHPA 调整井投产前后生产预测指标一览表

时间/年	现有工程			调整井投产后			新增产能		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气
日产量/ (m ³ /d)									
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

时间/年	现有工程			调整井投产后			新增产能		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气
年产量/ (×10 ⁴ m ³ /a)									
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.3-9 EP18-6 DPP 调整井投产前后生产预测指标一览表

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

	油	水	气	油	水	气	油	水	气
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■

综上，本次调整井实施后，恩平油田群新增产能合计情况见表 2.3-10。

表 2.3-10 本次调整井实施后新增产能合计情况表

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

由表 2.3-10 可见，本次调整井实施后，较投产前相比年最大新增油产量为 [] (2031 年)，最大新增气产量为 [] (2028 年)，整个油田群生产水产生量最大新增 [] m³/d (2035 年)。

2.3.5 生产水注采平衡分析

本项目投产后，所涉及平台的生产水处理流程不变：EP10-2 WHPA 含水原油经 EP15-1 CEP 去往 HYSY 118 FPSO 处理；EP20-5 WHPA 生产水经平台处理后达标排放，含水原油输往 EP20-4 DPP；EP20-4 DPP 生产水在平台处理后有部分达标排放，会有少量回注地层，其余部分经 EP15-1 CEP 去往 HYSY 118 FPSO 处理；EP18-6 DPP、EP18-1 WHPA、EP24-2 DPP 生产

水在各自平台处理达标后排放，含水原油去往 HYSY 118 FPSO 处理；EP23-1 DPP 生产水经平台处理后部分达标排放、部分回注地层。

本次调整井实施后各平台生产水产生、回注、排放分别见表 2.3-11~表 2.3-13。

表 2.3-11 调整后各平台生产水日产生量情况 单位：m³/d

时间	EP 24-2 DPP	EP23-1 DPP	EP18-1 WHPA	EP18-6 DPP	EP15-1 CEP
2026	████	████	████	████	████
2027	████	████	████	████	████
2028	████	████	████	████	████
2029	████	████	████	████	████
2030	████	████	████	████	████
2031	████	████	████	████	████
2032	████	████	████	████	████
2033	████	████	████	████	████
2034	████	████	████	████	████
2035	████	████	████	████	████
时间	EP10-2 WHPA	EP20-4 DPP	EP20-5 WHPA	总产水量	
2026	████	████	████	████	
2027	████	████	████	████	
2028	████	████	████	████	
2029	████	████	████	████	
2030	████	████	████	████	
2031	████	████	████	████	
2032	████	████	████	████	
2033	████	████	████	████	
2034	████	████	████	████	
2035	████	████	████	████	

恩平油田群 EP23-1 DPP 和 EP20-4 DPP 有少量生产水回注 (EP20-4 DPP 目前尚未注水)，注水情况见表 2.3-12。

表 2.3-12 调整后 EP23-1 DPP 和 EP20-4 DPP 日注水量情况 单位：m³/d

时间	EP23-1 DPP 注水	EP20-4 DPP 注水	注水合计
2026	████	████	████
2027	████	████	████
2028	████	████	████
2029	████	████	████
2030	████	████	████
2031	████	████	████
2032	████	████	████
2033	████	████	████
2034	████	████	████
2035	████	████	████

各平台日排水量见表 2.3-13，调整后各平台排水量未超过其原环评的最大排放量。

表 2.3-13 调整后各平台日排水量情况 单位：m³/d

时间	EP24-2 DPP	EP23-1 DPP	EP18-1 WHPA	EP18-6 DPP	EP15-1 CEP	EP20-4 DPP	EP20-5 WHPA	排水合计
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
批复排放量								

相关平台输往 HYSY118 FPSO 的水量情况建表 2.3-14。

表 2.3-14 调整后日输往 HYSY118 FPSO 处理水量情况 单位：m³/d

时间	输送至 HYSY118 FPSO 水量			HYSY118 FPSO 处理量合计
	EP23-1 DPP	EP24-2 DPP	EP15-1DPP	
2026				
2027				
2028				
2029				
2030				
2031				
2032				
2033				
2034				
2035				

根据建设单位提供资料，恩平油田群水平衡分析见表 2.3-15。

表 2.3-15 调整后恩平油田群生产水平衡表 单位：m³/d

时间	生产水产生量	各平台排放合计	注水合计	输往 HYSY118 FPSO 处理排放	总水量
2026					
2027					
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					

由表中可以看出：本次调整后，生产水排放、回注总量等于总产水量。

2.5 依托可行性分析

2.5.1 物流集能力处理

根据恩平油田群的物流走向，本次涉及调整井工程的 EP20-5 WHPA、EP20-4 DPP、EP15-1 CEP、EP18-1 WHPA、EP18-6 DPP、EP23-1 DPP 设有生产水处理系统，生产水在平台处理后达标排放；恩平 23-1 等油田综合调整项目投产后，EP20-5 WHPA 新增生产水排放口（目前处于建设过程中），EP15-1 CEP 新增注气开发，EP10-2 WHPA 和 EP20-5 WHPA 新增注水开发，EP10-2 WHPA 和 EP20-5 WHPA 新增生活污水排放口；恩平 24-2 等油田综合调整项目投产后，EP20-4 DPP 和 EP18-6 DPP 将新增注水开发（尚在建设阶段）；EP10-2 WHPA 全物流进入 EP15-1 CEP，不分离生产水；最终以上平台物流输送至 HYSY 118 FPSO 进行处理。

对各平台的生产水和原油处理能力进行校核，详见表 2.5-1。

表 2.5-1 相关平台生产水和原油处理能力校核 单位：m³/d

设施名称	设计处理能力/m ³ ·d ⁻¹		本项目投产后最大值/m ³ ·d ⁻¹	校核结果
EP20-5 WHPA	生产水	■	■	满足
EP20-4 DPP	油	■	■	满足
	生产水	■	■	满足
EP10-2 WHPA	油	■	■	不涉及
	生产水	■	■	不涉及
EP15-1 CEP	油	■	■	满足
	生产水	■	■	满足
HYSY118 FPSO	油	■	■	满足
	生产水	■	■	满足
EP23-1 DPP	油	■	■	满足
	生产水	■	■	满足
EP24-2 DPP	油	■	■	满足
	生产水	■	■	满足
EP18-1 WHPA	生产水	■	■	满足
EP18-6 DPP	油	■	■	满足
	生产水	■	■	满足

根据校核结果可知，本次实施调整井的相关平台其原油、生产水现有处理能力能够满足调整后的处理需求。

2.5.2 管道输送能力校核

本项目物流走向涉及 8 条海管，管道输送能力校核见表 2.5-2。经校核，工程完工后未超现有管道输送能力，各管道输送参数满足项目需求。

表 2.5-2 涉及混输海管输送能力校核

序	海管名称	设计压力	投产后实	设计温	投产后实际	校核
---	------	------	------	-----	-------	----

号		/kPaA	际最大压力/kPaA	度/°C	最高温度/°C	结果
1	EP24-2 DPP 至 HYSY118 FPSO 间柔性管	■	■	■	■	满足
2	EP18-1 WHPA 至 EP24-2 DPP 间海管	■	■	■	■	满足
3	EP10-2 WHPA 至 EP15-1 CEP 间海管	■	■	■	■	满足
4	EP15-1 CEP 至 HYSY118 FPSO 间海管	■	■	■	■	满足
5	EP20-4 DPP 至 EP15-1 CEP 间海管	■	■	■	■	满足
6	EP20-5 WHPA 至 EP20-4 DPP 间海管	■	■	■	■	满足
7	EP18-6 DPP 至 EP18-1 WHPA 间海管	■	■	■	■	满足
8	EP23-1 DPP 至 HYSY118 FPSO 海管	■	■	■	■	满足

2.5.3 海上依托设施寿命校核

本项目依托平台、管道寿命校核见表 2.5-3。本项目依托工程均未到达设计年限，工程到达设计年限前，建设单位会提前 1~2 年开展其延寿评估工作，保障设施安全运行。

表2.5-3 依托平台、管道寿命校核

设施名称	设计年限/年	投产时间	到期年限
EP18-6 DPP	■	■	■
EP18-1 WHPA	■	■	■
EP24-2 DPP	■	■	■
HYSY118 FPSO	■	■	■
EP15-1 CEP	■	■	■
EP10-2 WHPA	■	■	■
EP20-4 DPP	■	■	■
EP20-5 WHPA	■	■	■
EP24-2 DPP 至 HYSY118 FPSO 间柔性管	■	■	■
EP18-1 WHPA 至 EP24-2 DPP 间海管	■	■	■
EP10-2 WHPA 至 EP15-1 CEP 间海管	■	■	■
EP15-1 CEP 至 HYSY118 FPSO 间海管	■	■	■
EP20-4 DPP 至 EP15-1 CEP 间海管	■	■	■
EP20-5 WHPA 至 EP20-4 DPP 间海管	■	■	■
EP18-6 DPP 至 EP18-1 WHPA 间海管	■	■	■

总平面及现场布置

2.6 平面布置

2.6.1 钻完井井槽平面

本项目调整井所在平台井槽平面布置示意图见图 2.6-1~图 2.6-7。

(图略)

图 2.6-1 EP23-1 DPP 平台井槽示意图

(图略)

图 2.6-2 EP15-1 CEP 井槽示意图

(图略)

图 2.6-3 EP10-2 WHPA 井槽示意图

(图略)

图 2.6-4 EP18-1 WHPA 井槽示意图

图 2.6-5 EP20-5 WHPA 平台井槽示意图

(图略)

图 2.6-6 EP20-4 DPP 井槽示意图

(图略)

图 2.6-7 EP18-6 DPP 井槽示意图

2.6.2 恩平 15-1 CEP 布置

恩平 15-1 CEP 是一座 8 腿 12 裙装固定式导管架平台，平台设 3 层甲板，东侧中层甲板和上层甲板中间设有工作间甲板。平台东侧设生活楼、直升机甲板，平台设钻机模块；平台目前有 17 个 24" 井槽和 3 个 30" 井槽，4×5 排列，井槽间距 2.286m。

EP15-1 CEP 组块示意图见图 2.6-8。

(图略)

图 2.6-8 EP15-1 CEP 组块示意图

2.6.2.1 上层甲板

上层甲板尺寸设置约为 98.7m×38m，标高为 37.5m。在井口区第三及第四行之间新增内挂 3 口井槽，在上层甲板 EL. (+) 37.5m 第三及第四行之间新增一排共 3 口井盖板，平面布置情况见图 2.6-9。

图 2.6-9 EP15-1 CEP 上层甲板工程平面布置图

2.6.2.2 中层甲板及夹层甲板

中层甲板尺寸设置约为 97.85m×38m，标高为 28m，夹层甲板标高为 32.5m。在井口区第三及第四行之间新增内挂 3 口井槽盖板，平面布置见图 2.6-10。

(图略)

图 2.6-10 EP15-1 CEP 中层甲板工程平面布置图

2.6.2.3 下层甲板

下层甲板新增尺寸为 12×5m 的井口操作台甲板 EL.(+)23.8m，采油树和井口控制盘，平面布置见图 2.6-10。

(图略)

图 2.6-11 EP15-1 CEP 下层甲板加挂井槽平面布置

2.7 施工方案

施
工
方
案

2.7.1 内挂井槽

本次拟对恩平 15-1 CEP 进行内挂井槽改造，主要涉及新增操作甲板、管汇、仪表、电气、安全系统改造等内容。平台改造所需钢材重量约 32.94t，其中水下结构新增结构重量 14.04t，水上新增结构重量 18.9t。施工利用平台吊机或简易工装进行小型设备的安装。

2.7.2 钻完井方案

EP15-1 CEP、EP20-4 DPP、EP23-1 DPP、EP18-6 DPP 及 EP18-1 WHPA 五个平台上的钻完井采用各自平台上的常规模块钻机(能支持钻完井及修井作业)实施。EP10-2 WHPA、EP20-5 WHPA 上的钻完井作业采用自升式钻井平台实施。

2.7.1.1 新钻井

利用槽口打桩锤入 24"/30"/36"隔水导管, 钻 17-1/2"/16"井眼, 下/固 13-3/8"表层套管, 钻 12-1/4"井眼, 下/固 9-5/8"生产套管, 钻 8-1/2"井眼下入筛管完井的方式完成。

2.7.2.2 老井侧钻

老井侧钻采用切割回收老井 9-5/8"套管, 注侧钻水泥塞, 在 13-3/8"套管鞋处侧钻 12-1/4"井眼, 下/固 9-5/8"套管, 钻 8-1/2"井眼完钻下筛管完井的方式完成, 部分井如果切割回收老井 9-5/8"套管难度太大将考虑老井侧钻在 9-5/8"套管约 1000 米处注侧钻水泥塞, 侧钻 8-1/2"井眼, 下 7"管柱, 钻 6"井眼完钻下筛管完井的方式完成。

2.8 施工作业计划

本项目调整井预计 2026 年 8 月开始实施, 具体实施时间根据本项目环评批复时间进行适当调整。各施工阶段有所交叉, 各平台调整井在 2026 年~2030 年期间陆续开钻, 合计海上施工预计总天数约为 510 天, 单日最大施工人数约 150 人, 施工计划安排见表 2.8-1。

表 2.8-1 施工作业计划

平台	施工船舶	船舶数量/艘	施工人数/人		施工天数/天		钻井天数/天
			现有平台	施工船舶	现有平台	施工船舶	
EP15-1 CEP	拖轮	■	■	■	■	■	■
EP23-1 DPP	拖轮	■	■	■	■	■	■
EP18-1 DPP	拖轮	■	■	■	■	■	■
EP10-2 WHPA	钻井船	■		■		■	■
	拖轮	■		■		■	
EP20-4 DPP	拖轮	■	■	■	■	■	■
EP20-5 WHPA	钻井船	■		■		■	■
	拖轮	■		■		■	
EP18-6 DPP	拖轮	■	■	■	■	■	■

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

3.1 海洋环境质量现状

3.1.1 调查资料来源

本次海洋现状调查资料引自《恩平 20-7/20-6 油田开发工程春、秋季环境质量现状调查与评价》（2023 年 3 月）中春季调查资料：海水水质、沉积物、生物生态和生物质量现状调查时间为 2022 年 5 月（春季），调查单位为国家海洋局南海环境监测中心；渔业资源调查资料引自《恩平 20-7/20-6 油田开发工程春、秋季渔业资源现状调查与评价报告》（2022 年 4 月）中春季调查资料，调查时间为 2022 年 4 月（春季），调查单位为广东海洋大学。

3.1.2 调查站位布设

3.1.2.1 水质、沉积物、海洋生态调查站位

本项目引用的环境现状调查采用网格布点的方式，共设 6 个横断面，断面间距为 20km；每个断面设 7 个调查站位，站位间距为 20km。共设置 42 个环境现状调查断面站位(P1~P42)，其中海水水质调查站位 42 个，沉积物站位 26 个，生物生态站位 26 个。根据本项目所涉及的平台位置，选取 24 个环境现状调查断面站位，其中海水水质调查站位 24 个，沉积物站位 17 个，生物生态站位 17 个。

海洋环境质量现状调查站位详见表 3.1-1 和图 3.1-1。

表 3.1-1 海洋环境质量现状调查站位

站位	东经 (°E)	北纬 (°N)	调查项目
P9			
P10			
P11			
P12			
*P13			
P14			
P16			
P17			
P18			
P19			
*P20			
P21			
P23			
P24			
P25			
P26			
P27			
P28			
P30			
P31			

P32					
P33					
P34					
P35					

注：带*的站位为水质平行双样站位；

图 3.1-1 海洋环境质量现状调查站位

本项目所引用的海洋环境质量现状调查站位均不在《广东省国土空间总体规划（2021-2035年）》范围内。所执行的标准为：布设站位的水质、沉积物、海洋生物质量执行不劣于现状水质、沉积物、生物质量水平，评价方式为从第一类开始评价，针对超一类评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

3.1.2.2 渔业资源调查站位

本项目引用的渔业调查生物生态站位 12 个。

工程区域的渔业资源现状调查站位详见表 3.1-2 及图 3.2-2。

表 3.1-2 渔业资源现状调查站位

站位	经度	纬度	调查项目
369			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
370			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
371			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
372			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
397			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
398			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
399			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
400			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
424			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
425			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
426			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
427			鱼卵仔稚鱼、渔业资源

(图略)

图 3.1-2 渔业资源调查站位图

3.1.3 调查结果

3.1.3.1 海水水质调查结果

海水水质调查选择 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬作为评价因子。本次引用的 24 个水质调查站位，各项检测指标均符合一类水质标准，海水水质质量状况良好。

3.1.3.2 海洋沉积物调查结果

本次调查沉积物类型以黏土质粉砂为主，质量评价因子包括有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬、砷，各项监测指标均符合第一类海洋沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

3.1.3.3 海洋生态环境质量现状调查结果

(1) 叶绿素a和初级生产力

本次调查海域所引用站位的各站叶绿素 a 平均含量变化于 (0.06~0.47) mg/m³，平均值为 0.11mg/m³。其中，表层叶绿素 a 均值为 0.08mg/m³，表层叶绿素 a 平面分布较均匀。50m 层均值为 0.12mg/m³，50m 层叶绿素 a 平面分布以西南和东部小范围海区较高，其余海区较低。根据生物学参考标准，调查海区叶绿素 a 含量指示该海区为贫营养海区。

各站初级生产力变化范围为 (87.74~733.22) mg·C/(m²·d)，平均值为 162.36mg·C/(m²·d)。海区总体初级生产力处于低水平。

(2) 浮游植物

本次调查海域共出现浮游植物 4 门 36 属 121 种，以硅藻种类最多，有 31 属 77 种，占总种类数的 63.64%；甲藻有 9 属 40 种，占总种类数的 33.06%；此外，蓝藻有 2 属 3 种，金藻有 1 属 1 种。

浮游植物细胞密度变化范围在 (2.23~24.55) × 10⁴ 个/m³ 之间，平均密度为 9.49 × 10⁴ 个/m³。

调查海区浮游植物优势种有 8 种，分别为并基角毛藻、铁氏束毛藻、角毛藻属未定种、笔尖形根管藻长棘变种、长海毛藻、短刺角毛藻、窄隙角毛藻和翼根管藻纤细变型。

各站位浮游植物多样性指数 (H') 变化范围为 2.97~4.61，平均值为 3.97；均匀度 (J) 变化范围为 0.70~0.94，平均值为 0.82；丰富度指数 (d) 变化范围为 1.15~4.48，平均值为 2.62。从浮游植物多样性指数、均匀度、丰富度等指标来看，显示该海区生态环境状况较好，浮游植物群落结构较稳定。

(3) 浮游动物

本次调查海域共鉴定浮游动物 300 种和 20 类阶段性浮游幼体。其中，桡足类种类最多，有 103 种，占总种类数的 (含阶段性浮游幼体) 32.2%；刺胞动物有 64 种，占 20.0%；端足类有 36 种，占 11.3%；软体动物有 26 种，占 8.1%；其他类群的种类数在 1~18 种之间。

浮游动物生物量在 (37.22~168.62) mg/m³ 之间，平均 97.49mg/m³。

调查海区浮游动物优势种类为优势种为狭额次真哲水蚤、半索类柱头幼虫、肥胖软箭虫、

达氏筛哲水蚤、异尾宽水蚤、棘皮动物长腕幼虫、小哲水蚤、半口壮丽水母、普通波水蚤和细拟真哲水蚤。

各站位浮游动物的种类多样性指数(H')为3.84~5.33,平均为4.65;均匀度(J)为0.58~0.82,平均为0.72;丰富度(d)为10.13~17.10,平均为13.37。从各项群落指数来看,调查海区浮游动物的群落结构指数均处于较高的水平,显示该海区生态环境状况较好,浮游动物群落结构较稳定。

(4) 底栖生物

本次调查海域共鉴定底栖生物9大类210种,其中节肢动物最多,有79种,占总种类数的37.6%;其次为脊索动物,有45种,占21.4%;软体动物有35种,占16.7%;环节动物有25种,占11.9%;棘皮动物有19种,占9.0%;其他类群生物所占比例很小。

调春季调查海区平均生物量为 $1.82\text{g}/\text{m}^2$,平均栖息密度为 $24.0\text{ind.}/\text{m}^2$ 。

调查海区底栖生物优势种有节肢动物的银光梭子蟹和须赤虾,脊索动物的纤羊舌鲚和环节动物的刺管萨欧虫。

秋季调查底栖生物群落的多样性指数(H')变化范围为2.18~5.04,平均为3.94;均匀度(J)变化范围为0.47~0.97,平均为0.81;丰富度(d)变化范围为3.78~9.01,平均为6.25。底栖生物生物多样性较好;均匀度平均值较高,种类分布较均匀;底栖生物种类丰富度的平均值较高,说明海区的种类丰富。

3.1.3.4 生物质量评价方法与结果

本次调查海域共25站采样到满足分析要求的生物样品,分析的底栖生物种类包括鱼类、甲壳类和软体类,全部测试样品共有45个,包括鱼类9种29个,甲壳类4种15个,软体类1种1个。对采集到的软体动物(双壳类、非双壳类)、鱼类、甲壳类中镉、铬、总汞、铅、砷、铜、锌和石油烃进行分析。分析结果表明:

春季调查鱼类、甲壳类和软体类(非双壳类)生物体中砷含量均超过《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025)附录C中的标准值;甲壳类有三个样品(都为银光梭子蟹)的Cd有轻微超标准限值现象,但超标倍数都小于1。As大部分超过标准限值,其他各项评价因子的单项标准指数值均小于1,满足相应生物质量标准的要求,生物质量状况较好。

整体来看,调查海域生物质量状况较好。

3.1.3.5 渔业资源现状调查结果

(1) 鱼卵、仔稚鱼

春季调查共鉴定出鉴定出鱼卵、仔稚鱼75种。春季鱼卵水平拖网密度平均为 $0.14\text{ind.}/\text{m}^3$;仔稚鱼水平拖网密度平均为 $0.13\text{ind.}/\text{m}^3$ 。鱼卵垂直拖网密度平均为 $0.17\text{ind.}/\text{m}^3$;仔稚鱼垂直

	<p>拖网密度平均为 0.17ind./m³。</p> <p>(2) 鱼类组成</p> <p>春季调查共捕获鱼类 123 种。渔获鱼类重量变化范围为 12.26~49.49kg/h，平均为 32.47kg/h；渔获鱼类数量变化范围为 1122~9770ind./h，平均为 3635ind./h。其中，幼鱼资源量在 74.33~341.93kg/km²，平均值为 197.08kg/km²；幼鱼资源密度范围在 6069~54428ind./km²，平均值 21594ind./km²。成鱼资源量在 95.76~440.52kg/km²，平均值为 253.90kg/km²；成鱼资源密度范围在 7818~70122ind./km²，平均值 27821ind./km²。</p> <p>(3) 头足类</p> <p>春季调查海域共获得头足类 17 种。渔获头足类重量变化范围为 4.59~18.77kg/h，平均为 10.20kg/h；渔获头足类数量变化范围为 203~1037ind./h，平均 436ind./h。春季拖网调查海域幼体资源量在 20.49~90.16kg/km²，平均值为 42.99kg/km²；幼体资源密度范围在 907~4031ind./km²，平均值 1832ind./km²。成体资源量在 46.69~205.45kg/km²，平均值为 97.95kg/km²；成体资源密度范围在 2066~9184ind./km²，平均值 4175ind./km²。</p> <p>(4) 甲壳类</p> <p>春季调查渔获甲壳类 31 种，其中虾类 16 种，蟹类 15 种。渔获虾类重量变化范围为 0.01~2.13kg/h，平均为 0.34kg/h；渔获虾类数量变化范围为 1~885ind./h，平均 97ind./h。渔获蟹类重量变化范围为 0.69~8.73kg/h，平均为 4.67kg/h；渔获蟹类数量变化范围为 19~809 ind./h，平均 52ind./h。</p> <p>春季调查海域幼虾资源量在 0.02~11.62kg/km²，平均值为 1.74kg/km²；幼虾资源密度范围在 4~4814ind./km²，平均值 505ind./km²。成虾资源量在 0.05~22.64kg/km²，平均值为 3.39kg/km²；成虾资源密度范围在 6~9379ind./km²，平均值 984ind./km²。</p> <p>春季调查海域幼蟹资源量在 1.91~27.31kg/km²，平均值为 12.81kg/km²；幼蟹资源密度范围在 45~2532ind./km²，平均值 471ind./km²。成蟹资源量在 7.86~112.76kg/km²，平均值为 52.87kg/km²；成蟹资源密度范围在 188~10451ind./km²，平均值 1944ind./km²。</p>										
项目有关的原有环境污染和生	<p>3.2 相关工程环保手续执行情况</p> <p>3.2.1 前期环评及批复情况</p> <p>恩平油田群开发过程中相关环评及批复情况见表 3.2-1。</p> <p style="text-align: center;">表 3.2-1 与本项目相关的环评及批复情况</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">建设项目环评文件</th> <th style="width: 35%;">主要建设内容</th> <th style="width: 15%;">本工程相关工程设施</th> <th style="width: 15%;">环评批复情况</th> <th style="width: 20%;">竣工验收</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》</td> <td style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</td> <td style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</td> <td style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center; color: black;">+</td> </tr> </tbody> </table>	建设项目环评文件	主要建设内容	本工程相关工程设施	环评批复情况	竣工验收	《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	+
建设项目环评文件	主要建设内容	本工程相关工程设施	环评批复情况	竣工验收							
《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	+							

态 破 坏 问 题	《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	《恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群联合开发和恩平 20-5 油田开发工程环境影响报告书》	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	《恩平 18-6 油田/番禺 19-1 油田联合开发项目环境影响报告书》	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	《恩平 23-1 等油田综合调整项目》	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	《恩平 24-2 等油田综合调整项目环境影响报告书》	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

3.2.2 环评批复落实情况

本项目改造及依托工程环评报告书批复意见落实情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 本项目相关设施环评批复意见落实情况一览表

批复名称	批复要求	落实情况
《国家海洋局关于恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字〔2013〕272 号）	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。不含油钻屑和泥浆以及含油量不超过 8%的钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油量超过 8%的钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；含油生产水、生活污水和	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放。不含油钻屑和泥浆以及含油量不超过 8%的钻屑和泥浆经海区主管部门批准后排海，含油生产水、生活污水、机舱含油污水等废水经处理达标后排放；生产垃圾和除食

	<p>机舱含油污水等废水经处理后方可排海；生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理。</p>	<p>品废弃物以外的生活垃圾分类收集运回陆地处理。</p>
<p>严格执行钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，关键部位应安装温度和压力报警装置，并设置相应的应急关断系统。</p>	<p>工程在钻井作业过程中严格按照规定执行，配备了相关设备。</p>	
<p>切实落实生态环保措施，施工作业应尽量避开主要经济鱼类产卵期，并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。</p>	<p>严格落实了各项生态环保措施，在建设和运营阶段严格控制污染物排放总量和浓度，减少对海洋生态环境影响范围和程度，并按照相关要求采取了增殖放流等生态补偿措施。恩平 24-2 油田开发工程增殖放流于 2016 年 7 月在深圳南澳月亮湾实施，共计放流真鲷 80 万尾、黑鲷 90 万尾、花尾胡椒鲷 50 万尾，斑节对虾 850 万尾，共 1070 万尾。</p>	
<p>定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；采取必要的工程防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害。</p>	<p>恩平油田作业区制订了“一管一策”海管管理制度、巡检制度，定期对海底管道进行检测与维护，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。投产至今，海管均正常运行，未发生油气泄漏事故。</p>	
<p>切实落实风险防范措施和应急措施，工程投产前，应编制本项目的溢油应急计划，报国家海洋局南海分局批准。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局南海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>严格落实了风险防范措施和应急措施，建设单位编制了《恩平油田作业区溢油应急计划》，并在国家海洋主管部门登记备案。定期组织溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。一旦发生事故，将按照规定及时报告有关部门，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。</p>	
<p>采取有效措施防止项目建设与运营对军事活动产生影响，将项目建设计划及时通报海军南海舰队，施工过程中及时通报相关信息。</p>	<p>在项目建设与运营过程中严格落实了该项意见。</p>	
<p>严格执行污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后，EP24-2 DPP 含油生产水年排放量不得超过 1240.2 万立方米，石油类年排放量不得超过 558.1 吨，排污混合区为以 EP24-2 DPP 外缘为中心 1000 米半径以内的海域；FPSO 含油生产水年排放总量不得超过 99.4 万立方米，石油类年排放量不得超过 44.7 吨，排污混合区为</p>	<p>工程在运行过程中严格控制污染物的排放总量和排放浓度，严格执行已批复的排海总量。投产至今没有发生排放总量超标、污染物排放浓度超标的情况。</p>	

		以 FPSO 外缘为中心 500 米半径以内的海域。	
		加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局南海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。	建设单位在施工期加强了环境监控管理，落实了报告书中的监测计划，每日 4 次监测处理后的生产水含油浓度，生活污水 COD、生产水生物毒性定期送第三方检测机构检测，泥浆钻屑含油量、重金属含量每井送第三方检测机构检测，泥浆生物毒性每井每月送第三方检测机构检测。按照报告中提出的跟踪监测要求，委托有资质的第三方于 2015 年 12 月完成海洋环境影响跟踪监测。严格执行了“三同时”制度，于 2014 年 9 月通过环境保护设施“三同时”检查，准予投入试运行。
《国家海洋局关于恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字〔2015〕226 号）		工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。非水基钻井液和含油量超过 8% 的钻屑和钻井液运回陆地交由有资质的单位处置；非含油钻屑和钻井液以及含油量不超过 8% 的含油钻屑和钻井液经国家海洋局南海分局批准后方可排海；食品废弃物经粉碎至颗粒小于 25 毫米后排海，除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾运回陆地处置；含油生产水、甲板冲洗水、机舱含油污水、生活污水经处理后达标后方可排海。	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放。非水基钻井液和含油量超过 8% 的钻屑和钻井液运回陆地交由有资质的单位处置；非含油钻屑和钻井液以及含油量不超过 8% 的含油钻屑和钻井液经国家主管部门批准后排海；食品废弃物经粉碎至颗粒小于 25 毫米后排海，除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾运回陆地处置；含油生产水、甲板冲洗水、机舱含油污水、生活污水经处理后达标后排海。
		严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备和充足的压井材料；在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。	工程在钻井作业过程中严格按照规定执行，配备了相关设备，加强了随钻监测。
		在建设和运营阶段严格控制污染物总排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度，并按照相关要求采取生态补偿措施。	在建设和运营阶段严格控制了污染物总排放量和排放浓度，按照相关要求采取了生态补偿措施。恩平 23-1 油田群总体开发工程渔业资源补偿于 2018 年 5 月在大鹏湾中东部南澳渔港外侧海域实施，共计放流卵形鲳鲹 100.78 万尾，黄鳍鲷 100 万尾，黑鲷 100 万尾，斑节对虾 3123 万尾，共 3423.78 万尾。
		定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道	恩平油田作业区制订了“一管一策”海管管理制度、巡检制度，定期对海底管道进行检测与维护，避免海上作业活动对海底管道等设施造成

<p>《关于恩平15-1/10-2/15-2/20-4油田群联合开发和恩平20-5油田开发工程环境影响报告书的批复》（环审〔2021〕98号）</p>	<p>等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。</p>	<p>损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。投产至今，海管均正常运行，未发生油气泄漏事故。</p>
	<p>严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局南海分局备案。发生溢油事故时，按照规定立即报告国家海洋局南海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>严格落实了风险防范措施和应急措施，建设单位编制了《恩平油田作业区溢油应急计划》，并在国家海洋主管部门登记备案。定期组织溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。一旦发生事故，将按照规定及时报告有关部门，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。</p>
	<p>加强与海军南海舰队等有关部门的沟通，及时通报有关情况，防止项目建设与运营对军事设施和军事活动产生影响。</p>	<p>建设单位严格落实了该项意见。</p>
	<p>加强工程施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局南海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。</p>	<p>建设单位在施工期加强了环境监控管理，落实了报告书中的监测计划，每日4次监测处理后的生产水含油浓度，生活污水COD、生产水生物毒性定期送第三方检测机构检测，泥浆钻屑含油量、重金属含量每井送第三方检测机构检测，泥浆生物毒性每井每月送第三方检测机构检测。按照报告书中提出的跟踪监测要求，委托有资质的第三方于2019年11月完成海洋环境影响跟踪监测。严格执行了“三同时”制度，于2016年8月通过环境保护设施“三同时”检查，准予投入试运行。</p>
	<p>污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、含油量超过8%的水基钻井液和钻屑应运回陆上交由资质的单位处理。含油生产水、机舱含油污水、生活污水处理达标后方可排海。除符合要求的食品废弃物外，其他生活垃圾、生产垃圾应分类收集运回陆地处理。</p>	<p>严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放。油基钻井液、含油量超过8%的水基钻井液和钻屑运回陆上交由资质的单位处理。含油生产水、机舱含油污水、生活污水处理达标后排海。除符合要求的食品废弃物外，其他生活垃圾、生产垃圾应分类收集运回陆地处理。</p>
	<p>严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。</p>	<p>工程在钻井作业过程中严格按照规定执行，配备了相关设备。</p>
	<p>加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空，加强海底管道巡检，定期进行全名检测和清管作业，防止管道因腐</p>	<p>恩平油田作业区制订了“一管一策”海管管理制度、巡检制度，定期对海底管道进行检测与维护，避免海上作业活动对海底管道等设施造成</p>

	蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。投产至今，海管均正常运行，未发生油气泄漏事故。
	加强 CO ₂ 回注作业管理，严格按照设计注入压力和注入量作业，在回注过程中加强监测，合理设计钻井液密度，提高钻井液的防漏堵漏能力，防止 CO ₂ 泄漏。	作业过程中加强 CO ₂ 回注作业管理，严格按照设计注入压力和注入量作业，在回注过程中加强监测。
	切实落实环境风险防范措施，修改完善恩平油田作业区溢油应急计划，将本工程纳入其中，并报我部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案，发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告珠江南海局，并视情况及时通报广东省渔业、海事部门和中国海警局直属第三局。	严格落实了风险防范措施和应急措施，建设单位编制了《恩平油田作业区溢油应急计划》，并在珠江南海局登记备案。定期组织溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。一旦发生事故，将按照规定及时报告有关部门，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。
	切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间，电缆挖沟作业避开短尾大眼鲷南海北部产卵场、绯鲤类珠江口——粤西外海产卵场、黄鲷产卵场产卵盛期（1月及5月），并积极采取有效措施，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	严格落实生态环境保护措施，合理安排了施工作业时间，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。
《恩平 18-6 油田/番禺 19-1 油田联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2022〕88 号）	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、含油量超过 8% 的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水、船舶含油污水及生活污水处理达标后方可排海。生活垃圾（符合要求可以排放的食品废弃物除外）、生产垃圾应分类收集运回陆地处理。	严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放。油基钻井液、含油量超过 8% 的水基钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水、船舶含油污水及生活污水处理达标后排海。生活垃圾（符合要求可以排放的食品废弃物除外）、生产垃圾应分类收集运回陆地处理。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	工程在钻井作业过程中严格按照规定执行，配备了相关设备。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强海底管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	恩平油田作业区制订了“一管一策”海管管理制度、巡检制度，定期对海底管道进行检测与维护，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。投产至今，海管均正常运行，未发生油气泄漏事故。

	<p>切实落实环境风险防范措施。修改完善恩平油田作业区溢油应急计划，报我部珠江留言南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻施工队海洋生态环境特别是敏感目标的影响，立即报告珠江南海局，并按照规定及时通报广东省渔业、海事部门和广东海警局。</p>	<p>严格落实了风险防范措施和应急措施，建设单位编制了《恩平油田作业区溢油应急计划》，并在珠江南海局登记备案。定期组织溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。一旦发生事故，将按照规定及时报告有关部门，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。</p>
	<p>切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，电缆挖沟作业避开所在海域主要渔业资源产卵盛期（1月、5月~7月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>	<p>严格落实生态环境保护措施，合理安排了施工作业时间，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>

3.2.3 环保设施运行情况

3.1.4.1 水污染物处理设施

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

(1) 含油生产水处理设施监测结果

EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP20-4 DPP、EP18-6 DPP 和 HYSY118 FPSO 平台近一年生产水处理设施处理效果及排放情况见表 3.2-3。

表3.2-3 生产水排放情况统计

时间	EP15-1 CEP		EP23-1 DPP		EP18-1 WHPA	
	排放量/m ³	月均含油浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均含油浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均含油浓度/mg·L ⁻¹
2025.01						
2025.02						
2025.03						
2025.04						
2025.05						
2025.06						
2025.07						
2025.08						
2025.09						
2025.10						
2025.11						
2025.12						
水量年排放量		I		I		I
批复总量控制指标						
时间	EP20-4 DPP		EP18-6 DPP		HYSY118 FPSO	

	排放量/m ³	月均含油浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均含油浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均含油浓度/mg·L ⁻¹
2025.01	■	■	■	■	■	■
2025.02	■	■	■	■	■	■
2025.03	■	■	■	■	■	■
2025.04	■	■	■	■	■	■
2025.05	■	■	■	■	■	■
2025.06	■	■	■	■	■	■
2025.07	■	■	■	■	■	■
2025.08	■	■	■	■	■	■
2025.09	■	■	■	■	■	■
2025.10	■	■	■	■	■	■
2025.11	■	■	■	■	■	■
2025.12	■	■	■	■	■	■
水量年排放量	■	■	■	■	■	■
批复总量控制指标	■	■	■	■	■	■

根据近一年生产水监测报表数据可知：各平台生产水中的石油类排放浓度为7.56~24.55mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放限值要求（石油类≤45mg/L（月均值）、石油类≤65mg/L（一次允许值）），生产水处理设施运行情况较好。

(2) 生活污水处理设施监测结果

EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP20-4 DPP、EP18-6 DPP 和 HYSY118 FPSO 平台近一年生活污水处理设施处理效果及排放情况见下表。

表3.2-4 生活污水排放情况统计

时间	EP15-1 CEP		EP23-1 DPP		EP18-1 WHPA	
	排放量/m ³	月均 COD 浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均 COD 浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均 COD 浓度/mg·L ⁻¹
2025.01	■	■	■	■	■	■
2025.02	■	■	■	■	■	■
2025.03	■	■	■	■	■	■
2025.04	■	■	■	■	■	■
2025.05	■	■	■	■	■	■
2025.06	■	■	■	■	■	■
2025.07	■	■	■	■	■	■
2025.08	■	■	■	■	■	■
2025.09	■	■	■	■	■	■
2025.10	■	■	■	■	■	■
2025.11	■	■	■	■	■	■

	2025.12	■	■	■	■	■	■
	水量年排放量	■	■	■	■	■	■
	批复总量控制指标	■	■	■	■	■	■
	时间	EP20-4 DPP		EP18-6 DPP		HYSY118 FPSO	
		排放量/m ³	月均 COD 浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均 COD 浓度/mg·L ⁻¹	排放量/m ³	月均 COD 浓度/mg·L ⁻¹
	2025.01	■	■	■	■	■	■
	2025.02	■	■	■	■	■	■
	2025.03	■	■	■	■	■	■
	2025.04	■	■	■	■	■	■
	2025.05	■	■	■	■	■	■
	2025.06	■	■	■	■	■	■
	2025.07	■	■	■	■	■	■
	2025.08	■	■	■	■	■	■
	2025.09	■	■	■	■	■	■
	2025.10	■	■	■	■	■	■
	2025.11	■	■	■	■	■	■
	2025.12	■	■	■	■	■	■
	水量年排放量	■	■	■	■	■	■
	批复总量控制指标	■	■	■	■	■	■
	<p>根据近一年生活污水监测报表数据可知：生活污水中的 COD 浓度为放浓度为 0.84~422mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放限值要求（COD≤500mg/L），均能实现达标排放；各平台生活污水排放量小于平台最大处理能力。</p> <p>3.1.4.2 固体废物管理及处置</p> <p>恩平油田群运营期固体废弃物（生产垃圾、生活垃圾）分类进行回收，运回陆地，依据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。</p> <p>3.2.4 风险事故回顾</p> <p>根据建设单位资料，恩平油田群自投产以来未发生过溢油事故。</p>						
生态环境保	<p>3.3 生态环境保护目标</p> <p>本项目为海洋油气开发工程，油田群所在区域离岸较远（约 130km），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</p>						

护
目
标

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 海洋生态环境（HJ1409-2025）》中海洋生态环境影响三级评价范围，项目所在平台周边 \square km 范围的敏感目标主要为渔业“三场一通道”，本项目所有平台位于黄鲷南海北部产卵场内；除 EP18-6 DPP 外，其他平台均位于绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场内；EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP18-6 DPP 位于深水金线鱼产卵场内、EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA 位于短尾大眼鲷南海北部产卵场内、EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP 位于长尾大眼鲷南海北部产卵场-万山列岛内，EP23-1 DPP 距离鲈鱼珠江口外海区产卵场最近距离约 \square km，EP10-2 WHPA 距离金线鱼产卵场最近距离约 \square km。

本项目周边 \square 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 \square 以上，详见附图 3-1~附图 3-5。本项目周边主要环境保护目标详见下表。

表 3.3-1 海上工程主要环境敏感目标分布表

类型	功能区名称	距离最近设施名称	最短距离/km	方位	重点保护目标
产卵场	绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场	EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP15-1 CEP、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA	位于其中		绯鲤类及其生境 产卵期 3 到 6 月 产卵盛期 5 月
	短尾大眼鲷南海北部产卵场	EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA	位于其中		短尾大眼鲷及其生境 产卵期 4 到 7 月 产卵盛期 5 月
	黄鲷南海北部产卵场	EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP15-1 CEP、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA、EP18-6 DPP	位于其中		黄鲷及其生境 产卵期 11 到 3 月 产卵盛期 1 月
	深水金线鱼产卵场	EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP18-6 DPP	位于其中		深水金线鱼及其生境 产卵期 3 到 9 月 产卵盛期 5 到 7 月
	长尾大眼鲷南海北部产卵场-万山列岛产卵场	EP15-1 CEP、EP10-2 WHPA	位于其中		长尾大眼鲷及其生境 产卵期 5 到 7 月 产卵盛期 5 到 6 月
	鲈鱼珠江口外海区产卵场	EP23-1 DPP	南	2	鲈鱼及其生境 产卵期 1 到 3 月 产卵盛期 2 到 3 月
	金线鱼产卵场	EP10-2 WHPA	北	3	金线鱼及其生境 产卵期 3 到 8 月

3.4 评价标准

3.4.1 环境质量标准

根据海洋环境质量现状调查站位布设情况，各调查站位均位于《广东省国土空间总体规划（2021-2035年）》划定范围之外，本项目调查站位所执行的标准为：布设站位的水质、沉积物、海洋生物质量执行不劣于现状水质、沉积物、生物质量水平，相关标准见表 3.4-1~表 3.4-3。

由于目前国家仅颁布了贝类生物评价国家标准，而其它生物种类的国家级评价标准欠缺，只能借鉴其它标准。软体动物（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值，其他软体动物（非双壳类）和甲壳类、鱼类生物体内污染物质（铜、铅、锌、镉、汞、砷、石油烃）含量评价标准参考《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C.1；生物体内铬含量缺乏评价标准，不对其进行评价；相关评价标准见表 3.4-4。

表 3.4-1 环境质量标准

类别	采用标准		评价标准
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		不劣于现状水平
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		
海洋生物质量	软体类（非双壳类）、甲壳类和鱼类（重金属、石油烃）	《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C.1	
	软体类（双壳类）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	不劣于现状水平

表 3.4-2 海水水质标准

评价因子	第一类	第二类	第三类	第四类
水温	人为造成的海水温升夏季不超过当时当地 1℃，其他季节不超过 2℃		人为造成的海水温升不超过当时当地 4℃	
pH	7.8~8.5 同时不超出该海域正常变动范围的 0.2pH 单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围的 0.5pH 单位	
溶解氧（DO）	>6mg/L	>5mg/L	>4mg/L	>3mg/L
化学需氧量（COD）	≤2mg/L	≤3mg/L	≤4mg/L	≤5mg/L
石油类	≤0.05mg/L		≤0.30mg/L	≤0.50mg/L
无机氮	≤200 μ g/L	≤300 μ g/L	≤400 μ g/L	≤500 μ g/L
活性磷酸盐	≤15 μ g/L	≤30 μ g/L		≤45 μ g/L

评价标准

汞	≤0.05 μ g/L	≤0.2 μ g/L		≤0.5 μ g/L
砷	≤20 μ g/L	≤30 μ g/L	≤50 μ g/L	
锌	≤20 μ g/L	≤50 μ g/L	≤100 μ g/L	≤500 μ g/L
镉	≤1 μ g/L	≤5 μ g/L	≤10 μ g/L	
铅	≤1 μ g/L	≤5 μ g/L	≤10 μ g/L	≤50 μ g/L
铜	≤5 μ g/L	≤10 μ g/L	≤50 μ g/L	
总铬	≤50 μ g/L	≤100 μ g/L	≤200 μ g/L	≤500 μ g/L
硫化物	≤20 μ g/L	≤50 μ g/L	≤100 μ g/L	≤250 μ g/L
挥发性酚	5 μ g/L		≤10 μ g/L	≤50 μ g/L

表 3.4-3 海洋沉积物质量标准

序号	项目	标准类别		
		第一类	第二类	第三类
1	汞 ($\times 10^{-6}$) ≤	0.20	0.50	1.00
2	镉 ($\times 10^{-6}$) ≤	0.50	1.50	5.00
3	铅 ($\times 10^{-6}$) ≤	60.0	130.0	250.0
4	锌 ($\times 10^{-6}$) ≤	150.0	350.0	600.0
5	铜 ($\times 10^{-6}$) ≤	35.0	100.0	200.0
6	铬 ($\times 10^{-6}$) ≤	80.0	150.0	270.0
7	砷 ($\times 10^{-6}$) ≤	20.0	65.0	93.0
8	有机碳 ($\times 10^{-2}$) ≤	2.0	3.0	4.0
9	硫化物 ($\times 10^{-6}$) ≤	300.0	500.0	600.0
10	石油类 ($\times 10^{-6}$) ≤	500.0	1000.0	1500.0

表 3.4-4 生物体污染物评价标准 ($\times 10^{-6}$ 湿重)

生物类别	铜	铅	锌	镉	铬	砷	汞	石油烃
软体动物 (双壳类)	≤10	≤0.1	≤20	≤0.2	≤0.5	≤1.0	≤0.05	≤15
软体动物 (非双壳类)	≤100	≤10.0	≤250	≤5.5	/	≤1.0	≤0.3	≤20
甲壳类	≤100	≤2.0	≤150	≤2.0	/	≤1.0	≤0.2	≤20
鱼类	≤20	≤2.0	≤40	≤0.6	/	≤1.0	≤0.3	≤20

3.4.2 污染物排放标准

本项目位于中国南海北部珠江口盆地，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)，本项目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)，本项目所在海域属于二级海区。本项目在建设 and 生产过程中所产生的相关污染物的处置与排放标准详见下表 3.4-5。

表 3.4-5 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值
含油生产水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值	三级	石油类浓度≤45mg/L (月平均) 石油类浓度≤65mg/L (一次容许值)

	(GB4914-2008)		
	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分: 分级 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值 ≥50000mg/L
水基钻井液 和水基钻井液 钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	含油量≤8% Hg(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	水基钻井液生物毒性容许值≥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	
	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	非水基钻井液生物毒性容许值≥10000mg/L
非水基钻井液 钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	含油量≤8% Hg(重晶石中最大值)≤1mg/kg, Cd(重晶石中最大值)≤3mg/kg
生活污水		三级	COD≤500mg/L
生产垃圾		三级	禁止排放或弃置入海
生活垃圾		三级	食品废弃物经处理至颗粒直径<25mm时, 可排放或弃置入海, 其他生活垃圾禁止排放或弃置入海
船舶含油污水		/	石油类<15mg/L 排放应在船舶航行中进行
船舶生活污水	船舶水污染物排放控制标准(GB3552-2018)	/	采用下列方式之一进行处理, 不得直接排海: a) 利用船载收集装置, 排入接收设施; b) 利用船载生活污水处理装置处理, 达到以下规定要求后在航行中排放: (1) 在2012年1月1日以前安装(含更换)生活污水处理装置的船舶, BOD ₅ ≤50mg/L, SS≤150mg/L, 耐热大肠菌群≤2500个/L; (2) 在2012年1月1日以后安装(含更换)生活污水处理装置的船舶, BOD ₅ ≤25mg/L, SS≤35mg/L, 耐热大肠菌群≤1000个/L, COD _{Cr} ≤125mg/L, pH: 6-8.5, 总氯(总余氯)<0.5mg/L。 污染物排放监控位置: 生活污水处理装置出水口。 同时满足下列条件: (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放; (2) 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		/	禁止排海，收集并排入接收设施 在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集运回陆地处理；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。
	船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）	船舶所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）的要求，其中海船进入排放控制区应使用含硫量不大于 0.5% <i>m/m</i> 的船用燃油。	
注：其中含油生产水注水水质指标参照《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）执行，注水含油量≤30mg/L。				
其他	本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水日排放量低于平台生产水处理系统设备最大处理能力，同时低于各平台批复的生产水排放量指标。由于本项目运营期间生产定员不增加，生活污水、生活垃圾维持现状不增加。			

四、生态环境影响分析

4.1 施工期产污环节及污染源分析

本项目工程内容为内挂井槽及调整井工程。施工期的主要污染物包括钻屑、钻井液、生产垃圾、机舱含油污水、生活垃圾和生活污水。

4.1.1 钻井液

本次调整井采用水基钻井液体系为主，针对完钻井深大于4000m且实施难度较大的EP15-1-A16P1&A16H、EP15-2-A5H1、EP23-7-A1H2可能使用水基钻井液及非水基钻井液，非水基钻井液运回陆地处理，不排海。

水基钻井液排放环节主要有4个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻完井结束后的一次性排放。钻井液的最大排放量和速率出现在钻完井结束后的一次性排放过程中，排放位置位于各自平台水下20米排放。

据建设单位提供的数据，钻井液量核算见表4.1-1。

表 4.1-1 本次调整井工程钻井液统计

平台	水基钻井液					非水基钻井液 /m ³	钻井液总量/m ³
	水基钻井液总量 /m ³	非油层段水基钻井液总量/m ³	油层段水基钻井液总量/m ³	一次性排放量最大值/m ³	最大排放速率 /m ³ ·h ⁻¹		
EP15-1 CEP	■	■	■	■	■	■	■
EP23-1 DPP	■	■	■	■	■	■	■
EP18-1 WHPA	■	■	■	■	■	■	■
EP10-2 WHPA	■	■	■	■	■	■	■
EP20-4 DPP	■	■	■	■	■	■	■
EP20-5 WHPA	■	■	■	■	■	■	■
EP18-6 DPP	■	■	■	■	■	■	■
合计/最大值	■	■	■	■	■	■	■

钻井作业期间共产生钻井液约■m³，其中非水基钻井液使用量为■m³，水基钻井液排放总量为27014m³，包括非油层段钻井液产生量约为■m³，油层段钻井液产生量约为■m³。水基钻井液一次性最大排放量发生在EP15-1 CEP，约为■m³，最大排放速率为■m³/h。

4.1.2 钻屑

根据核算数据，本项目的钻屑最大排放量为■m³，其中水基钻屑产生总量约为■m³，包括非油层段水基钻井液钻屑量约■m³，油层段水基钻井液钻屑量约■m³；

施工期生态环境影响分析

非水基钻井液钻屑量约 \blacksquare m³。钻屑检测达标后排放，若达不到排放标准则收集后运回陆地，交由相关资质的单位处理。

根据恩平油田以往经验，钻屑样品的检测结果均可满足标准要求（见附件5），可达标排海。施工期钻屑最大排放速率约 \blacksquare m³/d。

表 4.1-2 本项目钻屑量统计

平台	水基钻井液钻屑/m ³			非水基 钻井液 钻屑/m ³	钻屑总 量/m ³	钻屑最大排 放速率/m ³ ·d ⁻¹
	水基钻井 液钻屑总 量	非油层段 水基钻井 液钻屑	油层段水 基钻井液 钻屑			
EP15-1 CEP	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP23-1 DPP	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP18-1 WHPA	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP10-2 WHPA	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP20-4 DPP	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP20-5 WHPA	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP18-6 DPP	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
合计/最大值	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

4.1.3 生活垃圾、生活污水、机舱含油污水

根据中国海洋石油集团公司石油开发工程的多年统计资料，生活污水平均每人每天按 0.35m³计算，生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，船舶机舱含油污水按每船每日 0.5m³计算。本项目施工期间生活污水、生活垃圾产生量及船舶机舱含油污水量见表 4.1-3。

表 4.1-3 本项目船舶污染物核算结果一览表

平台	船舶 类型	船舶 数量 /艘	施工人数/人		施工天数/天		生活 污水 /m ³	生活 垃圾/t	船舶含 油污水 /m ³
			现有 平台	施工 船舶	现有 平台	施工 船舶			
EP15-1 CEP	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP23-1 DPP	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP18-1DPP	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP10-2 WHPA	钻井 平台	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP20-4 DPP	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP20-5 WHPA	钻井 平台	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
EP18-6 DPP	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
合计	拖轮	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

船舶含油污水：机舱含油污水总计 \blacksquare m³，所有作业船舶应满足船级社相关认证，设有

船用油水分离器，机舱含油污水经处理含油浓度≤15mg/L后，达标排海。

生活污水：生活污水总计产生量为■■■■m³，本项目施工船舶产生的生活污水执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求。钻井平台或平台上产生的生活污水经平台上生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）三级标准（COD≤500mg/L）后，间歇排海。

生活垃圾：生活垃圾总计■■■■t，本项目施工船舶产生的生活垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求。钻井平台/平台上产生的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（食品废弃物经处理至颗粒直径<25mm时，可排放或弃置入海，其他生活垃圾禁止排放或弃置入海）。

4.1.4 生产垃圾

根据以往同类项目经验施工情况预估，本项目共钻井30口，按单井作业期间大约产生■■■■t生产垃圾计算，则本项目产生生产垃圾为■■■■t，主要是剩余的工程废料、吸油毛毡和油抹布等。一般工业垃圾运回陆上进行处理，危险废物分类收集后运回陆地交有资质单位处理。

4.1.5 洗井废水

本工程老井井筒在清洁处理过程中会产生洗井废水，本项目共钻井■■■■口，其中■■■■口为老井侧钻，产生洗井废水共计约■■■■m³。

洗井废水处置情况：进入生产闭排系统，最终经生产水处理系统处理后达标排海。

4.1.5 建设阶段污染物汇总

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见表 4.1-4。

表 4.1-4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
水基钻井液	■■■■	■■■■	本项目所产生的水基钻井液达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）二级海区要求后排海，不符合排放标准的水基钻井液则全部运回陆地交有资质单位进行处理。
非水基钻井液	■■■■	■■■■	钻完井结束后运回陆地交有资质单位进行处理，不排海
水基钻井液钻屑	■■■■	■■■■	本项目所产生的钻屑达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）二级海区要求后排海，不符合排放标准的钻屑则全部运回陆地交有资质单位进行处理。
非水基钻井液钻屑	■■■■	■■■■	本项目所产生的钻屑达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1

			部分：分级》（GB18420.1-2009）二级海区要求后排海，不符合排放标准的钻屑则全部运回陆地交有资质单位进行处理。
生活污水	■	■	钻井平台/平台上的生活污水经生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（COD≤500mg/L）后排海。 船舶生活污水执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求，即船舶生活污水（不含钻井船）：船舶生活污水与最近陆地间距离>12海里的海域，船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。
生活垃圾	■	■	钻井平台/平台上的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级要求，即食品废弃物粉碎至粒径小于25mm后排放，其他运回陆地处理，从惠州码头上岸处理。 施工船舶垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求，即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，食品废弃物粉碎或磨碎至直径不大于25毫米后方可排放；食品废弃物在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。
生产垃圾	■	■	运回陆地处理，从惠州码头上岸处理
船舶含油污水	■	■	经船用油水分离器处理，使其含油浓度≤15mg/L后排海
洗井废水	■	■	进入生产闭排系统进行无害化处理，经生产水处理系统处理后达标排海。

4.2 施工期环境影响分析

施工期的主要污染物为钻井液、钻屑、生产垃圾、洗井废水、机舱含油污水、生活垃圾和生活污水等。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；生产垃圾运回陆地处理；机舱含油污水按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求排海。非水基钻井液运回陆地不排海。水基钻井液、水基钻井液钻屑、非水基钻井液钻屑排放对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定影响。

4.2.1 对水动力环境与地形地貌环境的影响分析

本项目在恩平油田群现有平台 EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP18-6 DPP、EP20-5 WHPA 实施综合调整工程，总计实施 30 口调整井，其中 EP15-1 CEP 涉及内挂井槽工程。本项目建成后基本不改变海洋原有地形和地貌，所以本项目的建设对工程附近海域的水动力环境和地形地貌环境基本不会产生影响。

4.2.2 水质环境影响分析

根据工程分析，本项目钻井液一次性排放量最大值约 458m³，最大排放速率为 35m³/h，施工期水基钻井液排放的水质影响类比分析已批复的《恩平 24-2 等油田综合调整项目环境影响报告书》（环评批复文号：环审〔2025〕122 号）中 EP24-2 DPP 钻井产生的水基钻井液排放的相关预测结果。《恩平 24-2 等油田综合调整项目环境影响报告书》拟在 EP24-2 DPP 加挂平台、EP15-1 CEP、EP20-4 DPP、EP10-2 WHPA、EP20-5 WHPA、EP18-6 DPP 实施调整井工程，本项目与类比项目中拟实施调整井所在的部分平台为同一平台，本项目与类比对象处于同一海域，水深及水动力条件一致，源强不大于类比对象，类比条件详见下表，因此具有可比性。

表 4.2-1 类比条件一览表

项目	类比项目	本项目	对比情况
工程名称	恩平 24-2 等油田综合调整项目	恩平 15-1 等油田综合调整项目	/
位置	EP24-2 DPP	EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA、EP18-6 DPP6	同一海域
水动力	属于不正规全日潮，主浪向为 WNW，涨潮时垂向的最大流速为 85.5cm/s，最大的平均流速为 ■■■cm/s；落潮时垂向的最大流速为 ■■■cm/s，最大的平均流速为 ■■■cm/s		一致
水深	约 ■■■m	■■■m	基本一致
钻井液源强	钻井液最大排放速率为 ■■■m ³ /h	钻井液最大排放速率为 ■■■m ³ /h	本项目最大排放速率与类比对象一致
钻屑源强	最大排放速率约 ■■■m ³ /d	最大排放速率约 ■■■m ³ /d	本项目小于类比对象
排放位置	水下 ■■■m 排放	水下 ■■■m 排放	一致
结论	本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力、位置一致，钻屑排放方式一致，且本项目排放源强均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果合理。		

4.2.2.1 钻井液排放的水质影响分析

根据《恩平 24-2 等油田综合调整项目环境影响报告书》（环审〔2025〕122 号），水基钻井液排放引起第三层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 ■■■km²，超三类海水水质标准的面积为 ■■■km²，超四类海水水质标准的面积为 ■■■km²。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 ■■■km，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 ■■■h，详见表 4.2-2。

表 4.2-2 类比报告水基钻井液排放悬浮物浓度增量预测结果

平台	分层	超一（二）类 /km ²	超三类 /km ²	超四类 /km ²	超一（二）类距平台最大距离 /km
EP24-2	第二层	■■■	■■■	■■■	0.60

DPP	第三层	■	■	■	
	第四层	■	■	■	

通过类比分析可知，本项目影响范围、影响时间和面积都不会超过原有的预测结果，见表 4.2-3 和表 4.2-4。

表 4.2-3 类比报告钻井液排放悬浮物浓度区间面积

平台	分层	Bi≤1 (10mg/L<SS ≤20mg/L)	1<Bi≤4 (20 mg/L< SS≤50mg/L)	4<Bi≤9 (50 mg/L< SS≤100mg/L)	Bi>9 (SS>100mg/L)
EP24-2 DPP	第二层	■	■	■	■
	第三层	■	■	■	■
	第四层	■	■	■	■

表 4.2-4 本项目水基钻井液影响面积类比结果

平台	层位	超一（二）类 /km ²	超三类 /km ²	超四类 /km ²	超一（二）类距平 台最大距离/km
EP15-1 CEP	第三层	■	■	■	■
EP23-1 DPP	第三层	■	■	■	■
EP18-1 WHPA	第三层	■	■	■	■
EP20-4 DPP	第三层	■	■	■	■
EP10-2 WHPA	第三层	■	■	■	■
EP20-5 WHPA	第三层	■	■	■	■
EP18-6 DPP	第三层	■	■	■	■

注：由于各平台间距较远，因此不考虑钻井液排放产生悬浮物的叠加影响。

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

4.2.2.1 钻屑排放的水质影响分析

根据工程施工方案，本工程各平台钻屑随钻随排，钻屑最大排放速率为 ■■■■■，各平台钻屑均于水下 ■■■■ 排放。

根据《恩平 24-2 等油田综合调整项目环境影响报告书》（环审（2025）122 号），钻屑排放导致的悬浮物增量对水质的影响范围较小，主要影响在第三层，其它层无超海水水质标准范围。第三层钻屑悬浮物超一（二）类海水水质标准的包络面积约 ■■■■ km²，超三类海水水质标准的面积为 ■■■■ km²，超四类海水水质标准的面积为 ■■■■ km²。悬浮物超一（二）类海洋水质标准离排放点最大影响距离为 ■■■■ km。钻屑停止排放后，在 1h 内悬浮物恢复到一类水质。相关预测结果见表 4.2-5、表 4.2-6。

表 4.2-5 类比报告中钻屑排放悬浮物预测结果

平台	层位	超一（二）类 (km ²)	超三类 (km ²)	超四类 (km ²)	超一（二）类距平台最大距离 (km)
EP24-2 DPP	第二层	■	■	■	■
	第三层	■	■	■	
	第四层	■	■	■	

表 4.2-6 类比报告中钻屑排放悬浮物浓度区间面积

平台	层位	Bi≤1 (10mg/L<SS≤20 mg/L)	1<Bi≤4 (20 mg/L< SS≤50mg/L)	4<Bi≤9 (50 mg/L< SS≤100mg/L)	Bi>9 (SS>100mg/L)
EP24-2 DPP	第二层	■	■	■	■
	第三层	■	■	■	■
	第四层	■	■	■	■

本项目的钻屑单最大排放速率均小于类比对象，可引用类比报告书的预测结果。因此，本项目钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不会超过以上预测结果，见表 4.2-7。

表 4.2-7 本项目钻屑悬浮物影响面积类比结果

平台	层位	超一（二）类 / km ²	超三类 / km ²	超四类 / km ²	超一（二）类距平台最大距离 / km
EP15-1 CEP	第三层	■	■	■	■
EP23-1 DPP	第三层	■	■	■	■
EP18-1 WHPA	第三层	■	■	■	■
EP20-4 DPP	第三层	■	■	■	■
EP10-2 WHPA	第三层	■	■	■	■
EP20-5 WHPA	第三层	■	■	■	■
EP18-6 DPP	第三层	■	■	■	■

注：由于各平台间距较远，因此不考虑各平台钻屑排放产生悬浮物的叠加影响。

4.2.3 沉积物环境影响分析

钻屑和水基钻井液入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内聚集。钻屑和钻井液的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。根据《恩平 24-2 等油田综合调整项目环境影响报告书》（环审（2025）122 号）中钻屑排放的预测结果，在海流作用下大部分钻屑沉积在作业平台 ■ 以内，钻屑覆盖 ■ 厚度沉积面积最大不超过 ■，由于钻屑和钻井液排放仅在施工期，影响是暂时的，对海洋沉积环境的影响较小。

4.2.4 海洋生物生态环境影响分析

4.2.4.1 对浮游生物的影响

悬浮物对浮游植物的影响表现在：由于悬浮物的含量增高，增大了水体的消光系数降低

光线射深度，可降低海水的透光率，一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的影响。

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

4.2.4.2 对底栖生物的影响

钻屑入海后，在海水运动的作用下，大部分钻屑沉积在作业平台周围沉积，对底栖生物掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使覆盖范围内底栖生物量减少。但在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 200m 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生物资源将会逐渐恢复。

4.2.4.3 对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响。

本项目水基钻井液、钻屑产生的悬浮物对渔业资源会产生一定的影响，但影响范围较小，且随着施工期结束其影响也将逐渐恢复，对渔业资源的影响较小。

4.2.4 对敏感目标的影响分析

根据本项目所处海域的位置进行识别，项目附近的主要环境敏感目标分布见附表 2，其中 5km 内敏感目标主要“三场一通道”，本项目所有平台位于黄鲷南海北部产卵场内；除 EP18-6 DPP 外，其他平台均位于排鲤类珠江口-粤西外海产卵场内；EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP18-6 DPP 位于深水金线鱼产卵场内、EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA 位于短尾大眼鲷南海北部产卵场内、EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP 位于长尾大眼鲷南海北部产卵场-万山列岛内，EP23-1 DPP 距离鲈鱼珠江口外海区产卵场最近距离约 2km，EP10-2 WHPA 距离金线鱼产卵场最近距离约 3km。

根据类比报告《恩平 24-2 等油田综合调整项目环境影响报告书》（环审〔2025〕122 号）中水基钻井液、钻屑排放产生的污染影响分析可知：水基钻井液、钻屑影响范围主要位于第三层（水深 16m~24m）。排鲤类、黄鲷、深水金线鱼、短尾大眼鲷、长尾大眼鲷属于南海底层/近底层鱼类，因此本项目水基钻井液、钻屑的排放对其影响轻微。

4.3 施工期海洋生物资源损失估算

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业钻屑、水基钻井液排海的悬浮物对海洋生物生态造成的损害及钻屑沉降覆盖区域，使海洋生物资源栖息地丧失。

4.3.1 计算方法

4.3.1.1 悬浮物扩散造成的生物资源损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。

（1）一次性损失计算方法

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

式中：

W_i —第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

D_{ij} —某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/ km^2 ）、个平方千米（个/ km^2 ）、千克平方千米（kg/ km^2 ）；

S_j —某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

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

n —某一污染物浓度增量分区总数。

（2）持续性损失计算方法

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15d 时，应计算生物资源的累计损害量。计算以年为单位的生物资源的累计损害量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i —第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i —第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

T —污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以 15），单位为个。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），各类生物的损失率取值如下：

表 4.3-1 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标倍数 (B_i)	各类生物损失率/%		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
$B_i \leq 1$ 倍	5	1	3
$1 < B_i \leq 4$ 倍	10	5	8
$4 < B_i \leq 9$ 倍	30	10	20
$B_i \geq 9$ 倍	50	20	35

4.3.1.2 占用海域造成的底栖生物资源损失计算方法

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

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

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

S_i ——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立方千米（km³）。

4.3.2 生物量损失计算参数

本次评价引用《恩平 20-7/20-6 油田开发工程春、秋季环境质量现状调查与评价》（2023 年 3 月）中春季调查数据中各站位的调查结果，各站位平均值能较好反映该海域生物资源情况。

表 4.3-2 海洋生物资源密度及来源

种类	春季密度
底栖生物(g/m ²)	■
鱼卵（粒/m ³ ）	■
仔稚鱼（尾/m ³ ）	■
幼鱼（尾/km ² ）	■
头足类幼体（尾/km ² ）	■
虾类幼体（尾/km ² ）	■
蟹类幼体（尾/km ² ）	■
鱼类成体（kg/km ² ）	■
头足类成体（kg/km ² ）	■
虾类成体（kg/km ² ）	■
蟹类成体（kg/km ² ）	■

4.3.3 生物量损失计算

4.3.3.1 钻井液对海洋生物资源的影响评价

本项目调整井钻井液一次性排放总共 30 批次，根据类比预测结果，钻井液产生的悬浮物只在第三层存在超标现象，因此在估算海洋生物资源损失量时，影响面积分别取对应的超标面积，影响水深取第三层水深（8m），钻井液排放造成的海洋生物资源损失量具体见下表。

表 4.3-3 施工期钻井液排放造成的渔业资源损失量

生物资源	影响面积/km ²		生物量	损失率/%	损失量 / (粒或 kg)	排放次数	合计 / (粒或 kg)
	$B_i \leq 1$ 倍	$1 < B_i \leq 4$ 倍					
鱼卵	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	5	■	30	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	■	■	10	■		

	4<Bi≤9 倍	■		30	■	
	Bi≥9 倍	■		50	■	
仔稚鱼	Bi≤1 倍	■		5	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	10	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	30	■	
	Bi≥9 倍	■		50	■	
幼鱼	Bi≤1 倍	■		3	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	8	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	20	■	
	Bi≥9 倍	■		35	■	
头足类幼体	Bi≤1 倍	■		3	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	8	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	20	■	
	Bi≥9 倍	■		35	■	
虾类幼体	Bi≤1 倍	■		3	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	8	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	20	■	
	Bi≥9 倍	■		35	■	
蟹类幼体	Bi≤1 倍	■		3	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	8	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	20	■	
	Bi≥9 倍	■		35	■	
鱼类成体	Bi≤1 倍	■		1	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	5	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	10	■	
	Bi≥9 倍	■		20	■	
头足类成体	Bi≤1 倍	■		1	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	5	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	10	■	
	Bi≥9 倍	■		20	■	
虾类成体	Bi≤1 倍	■		1	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	5	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	10	■	
	Bi≥9 倍	■		20	■	
蟹类成体	Bi≤1 倍	■		1	■	30
	1<Bi≤4 倍	■	■	5	■	
	4<Bi≤9 倍	■	■	10	■	
	Bi≥9 倍	■		20	■	

4.3.3.2 钻屑对海洋生物资源的影响评价

根据工程分析，钻屑为随钻随排，钻井时间超过 ■d，因此按持续性损失估算钻屑排放造成的海洋生物资源损失量。根据施工计划，钻井天数共为 ■天，2026 年至 2030 年开钻（2027 年无施工计划），共计 ■年，因此，钻屑影响年均周期为 ■个。由于钻屑为水下 ■m 排放，影响范围仅在第三层，因此估算海洋生物资源损失量时，影响水深为 ■m，影响面积取相应超标面积。各平台钻屑排放造成的海洋生物资源损失量详见表 4.3-4。

表 4.3-4 钻屑排放造成的海洋生物资源年均损失量估算

生物资源	影响面积/km ²		生物量	损失率/%	损失量 / (粒或 kg)	排放次数	合计 / (粒或 kg)
鱼卵	B _i ≤1 倍	■		5	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	10	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	30	■		
	B _i ≥9 倍	■		50	■		
仔稚鱼	B _i ≤1 倍	■		5	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	10	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	30	■		
	B _i ≥9 倍	■		50	■		
幼鱼	B _i ≤1 倍	■		3	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	8	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	20	■		
	B _i ≥9 倍	■		35	■		
头足类幼体	B _i ≤1 倍	■		3	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	8	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	20	■		
	B _i ≥9 倍	■		35	■		
虾类幼体	B _i ≤1 倍	■		3	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	8	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	20	■		
	B _i ≥9 倍	■		35	■		
蟹类幼体	B _i ≤1 倍	■		3	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	8	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	20	■		
	B _i ≥9 倍	■		35	■		
鱼类成体	B _i ≤1 倍	■		1	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	5	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	10	■		
	B _i ≥9 倍	■		20	■		
头足类成体	B _i ≤1 倍	■		1	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	5	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	10	■		
	B _i ≥9 倍	■		20	■		
虾类成体	B _i ≤1 倍	■		1	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	5	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	10	■		
	B _i ≥9 倍	■		20	■		
蟹类成体	B _i ≤1 倍	■		1	■	8	■
	1<B _i ≤4 倍	■	■	5	■		
	4<B _i ≤9 倍	■	■	10	■		
	B _i ≥9 倍	■		20	■		

4.3.3.3 工程占用海域对底栖生物资源的影响评价

工程对底栖生物的影响主要为平台井口永久占海和钻屑沉降对底栖生物造成的损失。本项目 EP15-1 CEP 拟新增 2 个 20 寸井槽和 1 个 24 寸井槽新钻井，其他调整井均利用老井侧钻。根据井身结构计算新建井口占海面积为 0.7m²，底栖生物损失率按 100%计算；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 范围（扣除平台周围 50m 半径内面积）内损失率按照 50%计算。本项目平台共计 7 个，具体计算见表 4.3-5。

表 4.3-5 占用海域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/t
井口占用海域		0.7	1.82	100	0.00
钻屑	平台周围 50m	54950		100	0.10
	覆盖厚度超过 2cm 范围 (扣除平台周围 50m 半径内面积)	824250		50	0.75
合计					0.85

4.3.3.4 施工期间渔业资源总损失

施工期间造成的渔业资源总损失量见表 4.3-6。

表 4.3-6 施工期造成的渔业资源损失量

生物名称	钻井液	钻屑年均损失量	合计
底栖生物/t		■	■
鱼卵/(×10 ⁶ 粒)	■	■	■
仔稚鱼/(×10 ⁶ 尾)	■	■	■
鱼类幼体/尾	■	■	■
头足类幼体/尾	■	■	■
虾类幼体/尾	■	■	■
蟹类幼体/尾	■	■	■
鱼类成体/kg	■	■	■
头足类成体/kg	■	■	■
虾类成体/kg	■	■	■
蟹类成体/kg	■	■	■

4.3.3.5 施工期间生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，持续性生物资源损害的补偿分 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 3~20 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”，本次工程施工阶段钻井液排放造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿；钻屑排放造成的生物资源损害属持续性损害，按 4 年进行补偿。

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算，其经济价值按下式计算：

$$M=W \times P \times E$$

式中：

M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗接近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。
 渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中：

M_i —第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i —第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

E_i —生物资源的商品价格。生物资源、底栖生物的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，各生物单价详见表 4.3-7。

表 4.3-7 本项目造成的渔业损失价值估算

施工过程	生物名称	生物损失量	折算鱼苗损失量	单价	补偿年限/(年/倍)	补偿金额/万元
钻井液	鱼卵/粒	■	■	■	■	■
	仔稚鱼/尾	■	■	■	■	■
	幼鱼/尾	■	■	■	■	■
	头足类幼体/尾	■	■	■	■	■
	虾类幼体/尾	■	■	■	■	■
	蟹类幼体/尾	■	■	■	■	■
	鱼类成体/kg	■	■	■	■	■
	头足类成体/kg	■	■	■	■	■
	虾类成体/kg	■	■	■	■	■
	蟹类成体/kg	■	■	■	■	■
钻屑	底栖生物/t	永久占用	■	■	■	■
		临时占用	■	■	■	■
	鱼卵/粒	■	■	■	■	■
	仔稚鱼/尾	■	■	■	■	■
	幼鱼/尾	■	■	■	■	■
	头足类幼体/尾	■	■	■	■	■
	虾类幼体/尾	■	■	■	■	■
	蟹类幼体/尾	■	■	■	■	■
	鱼类成体/kg	■	■	■	■	■
	头足类成体/kg	■	■	■	■	■
	虾类成体/kg	■	■	■	■	■
蟹类成体/kg	■	■	■	■	■	
生物资源损失补偿金额合计						■

经计算可知，本项目造成生物资源损失金额 ■ 万元。

4.4 施工期环境风险影响分析

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

本项目施工阶段的环境风险主要是井涌/井喷、非水基钻井液泄漏、平台火灾或者爆炸、

船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏以及地质性溢油等事故。

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

4.5 运营期生态环境影响分析

本项目投产后，不新增平台定员、不新增其他生产设施和生活设施。因此生活污水、生活垃圾产生量不变。

(1) 生产垃圾

本项目调整井工程包括 3 口新增调整井和 27 口侧钻井。生产阶段工程运营将会产生一些生产垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等，运营期按每新增 1 口井生产垃圾产生量约为 1t/a 计算，新钻井为 3 口，另 27 口侧钻井不新增生产垃圾，则新增的生产垃圾共约 3t/a，经分类收集后运回陆上交由有资质单位处理。

(2) 含油生产水

本项目调整井投产后，EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP20-4 DPP、EP18-6 DPP 和 HYSY118 FPSO 的含油生产水最大排放量均未超过各自原环评的总量控制指标。对所在海域生物生态和渔业资源的影响不会加重，含油生产水造成的渔业资源损失已在各自原报告书中进行了评估，对周围环境的影响以及造成的渔业损失等内容，生态补偿方案以及相应费用已在原项目建设中做统一考虑。

表 4.5-1 本项目投产后生产水排放量校核

平台	污染物	污染因子	投产后最大排放量 / (m ³ /d)	投产后最大排放量 / (×10 ⁴ m ³ /a)	原环评批复量 / (×10 ⁴ m ³ /a)	是否满足	排放方式
EP15-1 CEP	含油生产水	石油类	■	■	■	满足	处理至含油量 ≤45mg/L (月均值)，达标连续排放
EP23-1 DPP			■	■	■	满足	
EP24-2 DPP			■	■	■	满足	
EP18-1 WHPA			■	■	■	满足	
EP20-4 DPP			■	■	■	满足	
EP18-6 DPP			■	■	■	满足	
EP20-5 WHPA			■	■	■	满足	
HYSY118 FPSO			■	■	■	满足	

(3) 运营期环境风险分析

针对本项目运营期可能发生的环境风险事故开展了专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。

本项目在恩平油田群现有 7 个平台实施 30 口调整井运营期的环境风险主要有井涌/井喷、

运营期生态环境影响分析

	<p>平台火灾或者爆炸、平台工艺管线泄漏、船舶碰撞燃料油泄漏及地质性溢油事故等。</p> <p>建设单位针对运营期可能产生的溢油风险，制定了相应的风险防范措施和溢油应急计划，《恩平油田作业区溢油应急计划》（2023年7月版）于2023年8月2日在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。本项目主要为调整井工程，受该溢油应急计划管理。建设单位在运营期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。</p>
<p>选 址 选 线 环 境 合 理 性 分 析</p>	<p>本项目为调整井工程，均在油田现有安全作业区范围内建设，不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等，选址合理可行。</p>

五、主要生态环境保护措施

施工期 生态环境 保护措施	<p>5.1 污染防治对策措施</p> <p>施工期的主要污染物包括平台调整井施工过程中产生的钻屑、钻井液、生产垃圾、船舶机舱含油污水、生活垃圾和生活污水。</p> <p>5.1.1 钻井液</p> <p>本项目使用的钻井液包括水基钻井液和非水基钻井液。</p> <p>(1) 非水基钻井液</p> <p>本项目非水基钻井液不排放，回收后送至有资质单位进行处理（现危险废物处置合同见附件3）。</p> <p>(2) 水基钻井液</p> <p>水基钻井液的处理：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海，若检测不符合排放标准的则运回陆上交有资质单位进行处理。</p> <p>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水基钻井液，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，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于20000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中三级标准要求，即Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg，含油量≤8%。</p> <p>不满足排放标准的水基钻井液平时存储在平台/钻井船泥浆池里，反输至供应船或守护船的船舱中，由船运至码头交有资质单位接收处理。</p> <p>5.1.2 钻屑</p> <p>钻屑包括水基钻井液钻屑和非水基钻井液钻屑。</p> <p>(1) 钻屑的排放</p> <p>本次调整井工程钻井过程中向海中排放的钻屑，其生物毒性容许值达到《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，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于20000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中三级标准要求，即Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg，含油量≤8%。</p> <p>不符合排放标准的钻屑在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平台/钻井船备用。</p> <p>(2) 钻屑的处理</p> <p>①水基钻井液钻屑处理：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、</p>
---------------------	--

除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海，若检测不符合排放标准的则运回陆上交有资质单位进行处理。

②非水基钻井液钻屑处理：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛进行固液分离，分离后的非水基钻井液进入沉砂池，非水基钻井液钻屑送至甩干机进行分离，甩干机分离后的液相与沉砂池非水基钻井液使用离心机高速分离，分离后的液相再回到泥浆池循环使用，非水基钻井液最终进行回收处理，不排海。检测达标的钻屑直接排海，不达标的非水基钻井液钻屑通过本平台或临近平台上设置的热脱附设备进行处理，热脱附分离出的原油回收利用，处理后的钻屑经连续取样检测含油量，达标后在原平台排海，不达标运回陆地交有资质单位处理。若当本平台或临近平台上未设置热脱附设备且不具备安装条件时，应将不达标的非水基钻井液钻屑运回陆地交有资质单位处理。

5.1.3 生活污水、生活垃圾及机舱含油污水

本项目建设阶段产生一定量的船舶污染物，包括船舶机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物。本项目施工船舶应满足船级社相关认证。

5.1.3.1 钻井平台/现有平台产生的污染物

钻井平台/平台上产生的污染物，其排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。

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。

生活污水：经钻井平台/平台上生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（COD≤500mg/L）后排海。EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP20-4 DPP和EP18-6 DPP生活污水处理能力均为75.6m³/d，目前各钻采平台常驻人员均约40人，各平台钻井期间钻井人员最多为85人，平台常驻人员和平台同期施工人员生活污水产生量约43.75m³/d，经校核，现有平台上的生活污水处理装置的处理能力均依托可行。

固体垃圾：平台及钻井平台上产生的食品废弃物在各自平台上处理至颗粒直径小于25mm后，可间断排放，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理，从惠州码头上岸处理。

5.1.3.2 其他船舶污染物

除钻井平台外，其他船舶产生的污染物，其排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。

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。

船舶生活污水：与最近陆地间距离>12海里的海域，船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。

船舶垃圾：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,食品废弃物粉碎或磨碎至直径不大于25毫米后方可排放;食品废弃物在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。

5.1.3.3 船舶大气污染物排放要求

本项目位于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交海发(2018)168号)的要求规定的船舶大气污染物排放控制区之外。建议建设单位在施工时选择的施工船舶尽量选用硫含量较低的船用燃油,减少污染物的排放。

5.1.4 生产垃圾

施工期产生的生产垃圾运回陆上处理,其中危废废物交有资质单位进行处理。施工期产生的危险废物由中海油惠州码头上岸,通过陆地运输的方式交由具备危废处置资质的危废处置单位处理。危废转运处置过程严格落实危险废弃物转移联单制度,确保危废转运处置合法合规。

5.1.5 洗井废水

洗井废水进入生产闭排系统,最终经生产水处理系统处理后达标排海。

5.2 生态保护对策措施

5.2.1 污染物源头控制

施工期产生的不满足排放标准的钻屑及钻井液、生产垃圾和生活垃圾(除食品废弃物)均运回陆地处理。运营期含油生产水和生活污水处理达标后排海,生活垃圾(除食品废弃物)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。

本项目尽量优化缩短施工周期,合理选择施工时间,加强科学管理,选择适宜的海况条件,提高施工效率。钻井作业过程中优先使用水基钻井液,部分井段采用非水基钻井液,通过循环使用减少钻井液的排放量;钻井油层水基钻井液和钻屑收集并处理达标后排放,不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理。

钻井过程中应严格控制钻屑和非含油钻井液的排放速率。钻屑排放在钻井作业期间持续排放,速率和强度不大,本工程钻屑单井最大排放速率约 $145\text{m}^3/\text{d}$ 。钻井液循环使用,间断性排放,最大平均排放速率为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。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。

5.2.2 敏感目标保护措施

本项目所有平台位于黄鲷南海北部产卵场内;除EP18-6 DPP外,其他平台均位于绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场内;EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP18-6 DPP位于深水金线鱼产卵场内、EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA位于短尾大眼鲷

南海北部产卵场内、EP10-2 WHPA、EP15-1 CEP 位于长尾大眼鲷南海北部产卵场-万山列岛内，EP23-1 DPP 距离鲐鱼珠江口外海区产卵场最近距离约 2km，EP10-2 WHPA 距离金线鱼产卵场最近距离约 3km。本项目所在产卵场的保护对象均为底层/近底层鱼类，其鱼卵皆为浮性卵，主要集中在表层，随海流漂移。

本项目对于重要渔业资源产卵场的相关减缓及补偿措施如下：

(1) 本项目水基钻井液、钻屑在水下 20 米排放，减缓对经济鱼类的影响；

(2) 钻井阶段通过控制钻井液、钻屑排放速率的措施，有效减小钻井液、钻屑排放引起悬浮沙对海洋生态环境的影响。

(3) 提高施工效率，尽量缩短施工周期，以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。

5.3 施工期环境风险防控与应急措施

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。定期开展油井动态监测，及时取录地层压力变化情况。

(4) 预防非水基钻井液泄漏。检查钻井液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，全程防止非水基钻井液泄漏。钻井期间随时对非水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，建设单位编写制定了《恩平油田作业区溢油应急计划》（2023），并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行了备案，该溢油应急计划溢油风险分析中已包含本项目涉及的井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道泄漏、地质性油气泄漏、非水基钻井液及钻屑泄漏等全部风险类型。已满足本项目施工期溢油应急的需求。建设单位应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。一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

运营期生态环境保护措施	<p>5.4 污染防治对策措施及生态保护对策措施</p> <p>5.4.1 污染防治对策措施</p> <p>本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水、平台生活污水、生产垃圾以及生活垃圾等。由于本项目运营期间生产定员不增加，生活污水、生活垃圾维持现状不增加。</p> <p>(1) 含油生产水</p> <p>本项目投产后，调整井所在各平台及依托处理平台的含油生产水日排放量低于平台生产水处理系统设备最大处理能力，同时低于各平台批复的生产水排放量指标。所产含油污水经各平台处理合格后满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB49142008)三级标准(石油类≤45mg/L)的排放要求，含油生产水不超出原环评预测范围，对海洋环境的影响没有增加。回注水指标满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中含油量≤30mg 的要求。</p> <p>(2) 其他含油污水处理措施</p> <p>本项目所涉及的平台均配备开式排放系统和闭式排放系统，主要用于收集甲板冲洗水、初期雨水以及带压流体等其它含油污水等。本项目投产后，各平台所配备的开/闭式排放系统均保持不变。</p> <p>(3) 生产垃圾</p> <p>运营期产生的生产垃圾中一般工业垃圾经收集后运回陆地进行处理，生产垃圾中危险废物运回陆地交有资质单位处理，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求进行回收利用或处置。</p> <p>5.4.2 环境风险防范与应急措施</p> <p>针对运营期油气泄漏等风险，建设单位已编制《恩平油田作业区溢油应急计划》(2023)并于2023年8月2日在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案(见附件2)。上述溢油应急计划内容包括生产运营阶段的溢油风险分析、溢油事故预警、溢油应急程序、溢油应急能力、溢油事故的处置等。该溢油应急计划可以实现开发生产期间发生溢油事故时能够及时、有效、迅速地进行应急反应，最大限度地减小溢油对环境造成的影响。</p>
其他	<p>本项目运营期不新增污染物种类及排放量，因此不单独设置跟踪监测计划，本项目跟踪监测纳入恩平油田群现有跟踪监测计划中。</p> <p>恩平油田群现有跟踪监测计划中外排生产水中石油类浓度和生物毒性容许值，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》(GB18402.1-2009)和相关政府管理部门的要求执行。外排生活污水中的COD浓度，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染</p>

	<p>物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府管理部门的要求执行。</p> <p>依托恩平油田群现有跟踪监测计划，对所在海域的相关平台周边的海水水质、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。</p>																								
环 保 投 资	<p>5.5 环境保护投资</p> <p>环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。本项目的环保投资主要用于生产装置污染物的处理处置等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），经核算本项目环保投资约为 万元。</p> <p style="text-align: center;">表 5.5-1 环境保护投资估算（万元）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 5%;">序号</th> <th style="width: 55%;">环境保护投资</th> <th style="width: 10%;">计入比例</th> <th style="width: 30%;">折合环保投资（万元）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">1</td> <td style="background-color: black;"></td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">2</td> <td style="background-color: black;"></td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">3</td> <td style="background-color: black;"></td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">4</td> <td style="background-color: black;"></td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> <tr> <td colspan="3"></td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> </tbody> </table>	序号	环境保护投资	计入比例	折合环保投资（万元）	1		■	■	2		■	■	3		■	■	4		■	■				■
序号	环境保护投资	计入比例	折合环保投资（万元）																						
1		■	■																						
2		■	■																						
3		■	■																						
4		■	■																						
			■																						

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	<p>(1) 水基钻井液达标后排放，不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理；非水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；</p> <p>(2) 船舶/钻井平台/平台上生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海；</p> <p>(3) 船舶含油污水处理达标后排海。</p>	<p>(1) 钻井液和钻屑及生活污水满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》(GB18420.1-2009) 二级标准；</p> <p>(2) 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)；钻井平台/平台上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) 三级标准。</p> <p>(3) 船舶含油污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)</p>	<p>本项目运营期不新增平台生活污水，现有平台生活污水经处理装置处理达标后排海；含油生产水经生产水处理装置处理达标后部分回注地层，剩余部分排海；</p>	<p>符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级标准；《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》(GB18420.1-2009) 二级标准；《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)</p>
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	施工船舶使用符合要求的燃料油	符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交海发〔2018〕168号)	/	/
固体废物	生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后排放，其他运回陆地处理；生产垃圾全部运回陆地处理。	船舶垃圾符合《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)；钻井平台/平台生活及生产垃圾符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级标准要求	生活垃圾中食品废弃物粉碎到粒径<25mm后间断排放，其他生活垃圾运回陆地处理；生产垃圾全部运回陆地处理	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	施工时做好通航安全保障措施；一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作	《恩平油田作业区溢油应急计划》	运营期各项风险防范措施及溢油应急设备设施(具体详见专项报告)	《恩平油田作业区溢油应急计划》
环境监测	/	/	本项目运营期跟踪监测应纳入油田现有环境跟踪监测计划中	/
其他	/	/	/	/

七、结论

本次拟在恩平油田群现有的EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA、EP18-6 DPP 总计 7 个平台实施 30 口调整井工程，调整后新增产能为 $19 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($17.1 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$)，低于 $20 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。新增水基钻井液和钻屑排放，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。

(1) 本项目为海洋油气勘探开采项目的附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”，本项目不在《广东省国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《中共广东省委办公厅 广东省人民政府办公厅关于加强生态环境分区管控的实施意见》的划定范围内，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

(2) 施工期水基钻井液和钻屑的检测结果显示满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准后排海；不满足排放标准的钻井液、钻屑和非水基钻井液航运至接收码头交有资质单位接收处理。船舶机舱含油污水经船用油水分离器处理，使其含油浓度不大于 $15 \text{mg}/\text{L}$ 后排放。施工船舶生活污水及生活垃圾的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。钻井平台/平台上生活污水及生活垃圾的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准的相关要求。施工期产生的生产垃圾经收集后全部运回陆地委托有资质单位进行处理。洗井废水进入生产闭排系统，不排海。施工期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。

(3) 运营期含油生产水处理达标后回注或排海，生产垃圾运回陆地处理，其他污染物产生量、影响范围均不超过原环评核算值，对海洋环境的影响范围和程度均不超过原环评。因此，本项目运营期对海洋环境的影响较小。

(4) 工程存在一定溢油风险，一旦发生溢油事故会对生态环境造成严重危害后果，拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施，建设单位已经制定了《恩平油田作业区溢油应急计划》（2023）并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案，该溢油应急计划已考虑本项目。

(5) 本项目调整井所在平台全部/部分位于黄鲷南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、深水金线鱼产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、长尾大眼鲷南海北部产卵场-万山列岛内。本项目所在产卵场的保护对象均为底层/近底层鱼类，其鱼卵皆为浮性卵，主要集中在表层，随海流漂移。建设单位将合理安排施工计划，缩短施工周期，水基钻井液、钻屑水下排放，严格控制排放速率以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。

本项目施工期对海洋环境的影响较小，建设单位在平台施工和运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施、溢油风险防范措施及溢油应急计划。从环境保护角度讲，本项目建设可行。

附图（略）

附件（略）

附表（略）

环境风险专项评价

1 评价依据

按照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）、《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。

2 风险调查

2.1 风险源调查

本项目为海洋油气开发工程，风险源为海洋油气开发钻完井作业过程、施工作业船舶及油气开发生产设施。

2.2 危险物质

本项目调整井工程所涉及的危险物质主要包括原油（以采出液形式存在）、天然气、非水基钻井液，施工期船舶涉及船用燃料油。

本次调整井工程除 EP15-1 CEP 采用内挂井槽实施 3 口调整井，其余 27 口调整井为老井侧钻，因此仅 EP15-1 CEP 新增管汇。根据建设单位提供资料，运营阶段新增管线等的最大存在油类总量约为 ■■■■，油类密度按 ■■■■ kg/m³ 计算，则油类在线量为 ■■■■ t。本项目原油开采过程中有少量伴生气产生，在进三相分离器之前随原油混输，EP15-1 CEP 新增管线容量中的伴生气量为 ■■■■ kg。

施工阶段主要考虑施工船舶燃油舱柴油，本项目施工单艘拖轮燃料油舱容积为 ■■■■ m³，柴油密度按 ■■■■ g/cm³，计算油类在线量为 ■■■■ t。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量为 100t；根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），天然气的临界量为 10t。经计算，

本项目对海洋环境质量有影响的主要危险物质最大存在总量与其临界量的比值：

运营阶段原油： $Q=5.786/100=0.06<1$ ；

施工阶段燃料油： $Q=400.2/100=4$ 。

2.3 环境敏感目标调查

本项目附近海域环境风险敏感目标见附表 2。

3 评价等级判定

3.1 风险潜势

本项目涉及的主要危险物质为油类和天然气。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：100 t。

根据建设单位资料，本项目加挂井槽新实施调整井的管汇中原油最大存在量约 1.2t，均远小于《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）油类物质临界量（100 t），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。

本项目施工阶段危险物质数量与临界量的比值 $Q=4$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.1，项目施工阶段行业及生产工艺 M 为“其他”，分值为 5（ $M4$ ）；根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.2，判定危险物质及工艺系统危险性 P 分级为 $P4$ 。

本项目施工阶段船舶碰撞油类泄漏的位置位于广东省海域国土空间规划范围外，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 G2，本项目位于一般敏感区（产卵场），环境敏感程度判定为 E2。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 2，最终判定施工期环境风险潜势为 II。

3.2 评价等级

本项目环境风险评价工作等级为三级，见表 3.2-1。

表 3.2-1 环境风险评价等级

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。

3.3 评价范围

本项目环境影响评价范围为本次涉及平台外缘线向外 5km 的扩展区域。

4 环境风险识别

4.1 物质风险识别

本项目涉及的原油、天然气、船舶燃料油的化学品安全说明书（MSDS）资料见表 4.1~表 4.3。

表 4.1-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油	英文名：Crude Oil
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	20°C密度：828.8~949.2kg/m ³	沸点（°C）：120-200°C
	稳定性：稳定	禁忌物：强氧化剂
	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（°C）：350
	闪点（°C）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂
	爆炸下限（v%）：1.1	爆炸上限（v%）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险	
灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、沙土		
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状	
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗	

	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚

表 4.1-2 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
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 4.1-3 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。	

项目部分调整井涉及使用非水基钻井液，主要成分包括油相作为连续相、膨润土等有机土作为分散相，以及各类化学处理剂（如乳化剂、降滤失剂、增粘剂等），非水基钻井液理化特性及危险性质见表 4.1-4。

表 4.1-4 非水基钻井液白油理化特性及危险性质

名称	中文名：白油	
主要成分	石蜡基加氢基础油	
理化特性	外观与性状：无色透明液体，无味，无刺激性	溶解性：不溶于水，溶于醇、醚、酮、脂等大部分有机溶液
	密度：（20℃）：<820 kg/m ³	应避免的物质：强氧化剂
	闪点（开口）：不低于 100℃	稳定性：在正常状况稳定
危险特性	燃烧性：丙 B 类可燃液体	有害分解产物：在环境温度下不分解
	有害反应的可能性：不会发生有害反应	
	环境危害：对环境有危害，应防止对土壤、水体的污染	
毒理性质	潜在急性健康危害，急性毒性：急性毒性较低	
健康危害	无明显危害 在某些应用场合可能会产生油雾，过度暴露于液体和油雾时可能会引起皮肤及眼睛刺激，可能导致呼吸系统刺激与损伤，并加重原有的哮喘等呼吸道疾病。不慎大量食入严重损害消化系统，应及时采取抢救措施吐	
急救	吸入时：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如果出现头昏、恶心、或者神志不清，请立刻就医。 食入时：饮足量温水，催吐，大量吞服者，应立即送医院诊治，在医师的指导下采取催吐或其它的救护措施。 眼睛接触：立即翻开上、下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗，若发生持续刺激，则需就医。 皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂和大量流动清水洗净被污染的部分。如果产品被注入皮下或者人体任何部位,无论伤口的外观或大小，必须立即送医院进行外科检查治疗	
泄漏处理	应急处理：当发现泄漏时，立即切断火源，隔离可燃物。经风险评价，必要时组织污染区人员撤离至安全区。在清除泄漏物时，必须佩戴个人安全防护器材。应急抢险过程，应注意防止人身伤害及环境污染等次生灾害。 小量泄漏：尽可能将溢漏液收集在密闭容器内，用砂土、活性炭或其它惰性材料吸收残液，也可以用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，洗液应进行无害化处置。 大量泄漏：根据风险程度向相关部门进行情况通报。构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至密闭容器内，回收或运至废物处理场所处置	
储运	应密闭储存，贮存在阴凉、干燥、通风的场所，远离明火、高温热源、强氧化剂和易燃物，避免混入水及杂质等异物。贮存区域应配备必要的消防器材，泄漏应急处理器材。空容器中可能还残留部分产品，勿明火加热、切割、焊接	

综上，本项目涉及的风险物质危险有害特性见表 4.1-5。

表 4.1-5 本项目危险化学品危险类别一览表

序号	危险物质	危险货物编号	物质危险性
1	原油	1267	第 3.2 类中闪点易燃液体
2	天然气	1971	第 2.1 类易燃气体
3	柴油（船舶燃料油）	UN1202	第 3.3 类高闪点 易燃液体
4	非水基钻井液	/	含油、可燃、生物毒性

4.2 生产系统风险识别

本工程在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、非水基钻井液/不达标钻井液泄漏、平台工艺管线泄漏、依托

海底管道泄漏以及地质性溢油、浅层气/气层风险事故等。

4.2.1 建设阶段的油气泄漏事故风险识别

4.2.1.1 井涌或井喷

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围海域环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井液比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井液、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

4.2.1.2 火灾/爆炸

设备故障以及人员操作失误有可能造成火灾和爆炸。在钻井作业期间若地层中的可燃流体伴随着钻井泥浆进入泥浆池，聚集到爆炸浓度时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便会酿成火灾和爆炸。此外，平台改造期间若存在动火作业距离油气生产区较近的情况，也可能发生火灾/爆炸事故。

4.2.1.3 船舶碰撞

项目施工船舶主要拖船、钻井船等，船舶和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。

4.2.1.4 供应船输油软管破裂

在供应船进行输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，输油作业时供应船与输油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。

4.2.1.5 非水基钻井液软管破裂/泥浆池钻井液泄漏

施工期非水基钻井液运输船舶将泥浆舱向钻井船泥浆池经软管输送钻井液、不合格钻井液向运输船输送时，操作失误或软管破裂有可能造成非水基钻井液/不合格钻井液泄漏入海，由于输送作业有严格的操作规定，软管定期更换，同时输送软管较短，内部液量很小，作业时供应船与输送设施均有人值班监视，一旦发生事故立

即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。

泥浆池设液位报警装置，非水基钻井液/不达标钻井液溢出风险很小；一旦溢出，地面设围堰可进行拦截，钻井液入海风险很小；泥浆池设单阀及总阀两道阀门，管理完善情况下，钻井液入海风险很小。

4.2.1.6 加挂井槽施工溢油风险

本项目在现有 EP15-1 CEP 拟新增 2 个 20”井槽和 1 个 24 寸”井槽，通过新增 1 面井口控制盘（3 个单井模块）实施；加挂井槽的新钻井轨迹按照行业防碰扫描规范设计，不存在井眼碰撞风险。施工过程中发生溢油及溢油入海风险很小。

4.2.2 生产阶段的油气泄漏事故风险识别

4.2.2.1 井涌或井喷

在正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

4.2.2.2 平台溢油事故

生产阶段，平台上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或含油储罐的泄漏，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。

4.2.2.3 平台容器、工艺管道泄漏

项目在生产阶段平台容器和工艺管道由于阀门失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，如泄漏后处理和收集不当，则可能导致溢油入海。

4.2.2.4 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，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。

4.2.2.5 船舶碰撞溢油事故

本项目建成投产后，生产作业人员倒班和物料运送依托原有船舶进行作业。项目的实施不增加运营期船舶的数量和使用频次，因此不新增运营期的船舶风险。

4.2.2.6 海底管道破裂

本项目不涉及新建输油管道，物料输送依托现有海底管道，根据工程章节海管校核内容，项目投产后依托海管未出现超温超压情况，符合依托要求，不新增溢油风险。

4.3 危险物质向环境转移的途径识别

项目危险物质为油类，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，详见表 4.3-1。

表 4.3-1 生产系统危险性及危险物质环境转移途径识别

识别内容	阶段/环节	危险物质	环境风险类型	影响途径	环境敏感受体
施工期	井口区钻完井作业	原油、伴生气	井喷井涌、地质性溢油、浅层气/气层风险事故	溢油扩散及大气扩散	海洋环境、大气环境
	平台建设改造、动火作业	原油、伴生气	火灾爆炸		海洋环境、大气环境
	非水基钻井液/不达标钻井液泄漏	非水基钻井液、原油	非水基钻井液/不达标钻井液泄漏		海洋环境
	施工船舶作业	燃料油	燃料油泄漏		海洋环境
运营期	管线集输	原油	油气泄漏		海洋环境
	井口区生产作业	原油、伴生气	井喷井涌、地质性溢油、浅层气/气层风险事故		海洋环境、

4.4 地质性溢油风险分析

(略)

4.4.1 油田开发情况

4.4.1.1 油田开发方式

恩平 23-1/2/7 油田、恩平 18-1 油田、恩平 10-2 油田、恩平 20-5 油田采用天然能量及注水开发，恩平 20-4 油田和恩平 18-6 油田将由采用天然能量开发转为采用天然能量开发及注水开发，恩平 15-1/2 油田采用天然能量开发及注气（CO₂）开发。

4.4.1.2 油田压力保持水平

恩平油田群地层压力随深度的增加而增大，根据 DST（即 Drill Stem Testing，钻

完井管柱：均下有井下安全阀与封隔器，可以有效地实现地层与地面的隔离。

(2) 钻完井过程断层风险防范措施

选择合理的钻井液密度：根据现场地层压力监测和实钻情况及时调整钻井液密度等性能，以确保钻井安全；

精细化 ECD 控制：钻进至断层前 50m 进行短起下，清洁井眼，降低岩屑浓度、降低 ECD；工程上送钻均匀，保持井眼稳定和降低 ECD；

钻井液流变性控制：进入断层前，提前清除钻井液中劣质固相，确保钻井液清洁，满足携砂情况下尽可能走粘切下限，降低 ECD 值，且为后期随钻材料的加入留出空间；

随钻提高地层承压能力：钻进至断层前，提前加入随钻堵漏材料，达到随钻提高地层承压能力的效果；

精细化钻进作业：钻进时注意泵压、悬重、排量、扭矩的变化，随时掌握井下情况，接立柱时注意悬重及静摩阻是否正常；接立柱时，动作要迅速，避免钻具在井内静止时间过长而造成粘附卡钻，循环时应转动并上下活动钻具；

堵漏方案：如果发生井漏，按照堵漏方案执行。

(3) 断层风险防范措施—固井

如在钻井过程中发生漏失则采取措施堵漏，堵漏成功再进行后续下套管、固井作业，在水泥浆中加入纤维；

如在固井施工过程发生漏失，则在稠化时间允许的范围内尽可能的降低排量施工；

如果发生漏失，建议在隔离液中加纤维，纤维能提高漏层当量密度，进行架桥堵漏；

9-5/8"套管固井期间有可能造成固井压漏断层发生漏失，因此应该在固井水泥浆中加入纤维堵漏材料进行防漏堵漏，加入 0.15% 的纤维，可以提高 3.000MPa 的当量压力。

如果下部地层常规固井易发生漏失，固井可以采用低密度水泥浆（玻璃微珠）固井液体系。

(4) 侧钻调整井前对原井现有井段压井封堵风险防范措施

1) 接井前对钻机设备进行全面检查和梳理，无跑、冒、滴、漏现象，对井控装置及管汇等进行标准试压，确保所有流程不存在泄漏风险；

2) 储备足够数量的重晶石, 预配的高比重盐水, 满足对老井眼的应急压井要求, 保证压井成功;

3) 对老井眼压井作业结束, 观察 15min 不漏不溢后再进行后续作业;

4) 在作业前, 按照标准要求准备足够数量的溢油应急物资;

5) 制定详实的溢油应急预案并定期举行溢油应急演练, 确保作业人员熟知牢记风险;

6) 作业前进行技术交底和作业风险评估;

7) 作业过程中落实各项控制措施, 按照规范要求开展作业, 做好过程监控及溢油风险预警, 套管射孔段、裸眼、尾管悬挂器、分级箍上方第一个水泥塞应候凝, 探水泥塞并确认试压合格, 确保井筒内地层流体无泄漏出海底泥线的通道。

4.4.2.3 结论

综上所述, 项目的工程地质条件及断层认识清楚、注采井网及注入方式规范合理, 生产管理应对措施完善得当, 本项目实施后, 不存在“只注无采”的现象; 油田在后续的注入管理中地层压力低于原始地层压力, 不存在超压超注现象。

通过地质油藏综合分析, 认为项目地质性溢油风险是可控的。

4.5 浅层气/气层风险分析

(略)

5 环境风险事故情景分析

5.1 代表性事故概率分析

根据已有的事故统计和相关研究资料, 针对可能造成较大溢油影响的井喷、井涌、火灾爆炸、船舶碰撞事故概率进行估算。

5.1.1 井喷井涌

本项目在恩平田群 7 个平台实施 30 口调整井, 在钻、完井和修井作业中, 由于对地层压力变化判断失误或地层压力过高、配备的钻井泥浆比重失调以及采取的防井喷措施失当, 可能导致发生井喷/井涌。伴随井喷释放的有大量烃类物质, 当烃类浓度在爆炸极限之内时, 遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源, 便会

酿成火灾和爆炸。

由于钻井船和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且该区域禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见表 5.1-1。

表 5.1-1 常规油井井涌和井喷事故概率

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

本项目在恩平油田群 7 个平台共实施 30 口调整井，均为生产井。根据上表估算，发生井涌的概率为 8.7×10^{-5} 次/a、发生井喷的概率为 7.8×10^{-5} 次/a。

5.1.2 火灾/爆炸

油田生产阶段，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。

根据 S. Fjeld 和 T. Andersen 等人对北海油田事故的分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年

油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年

储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

分离器区，约为 4.0×10^{-4} 次/年

本次调整井工程涉及的 EP15-1 CEP、EP23-1 DPP、EP18-1 WHPA、EP10-2 WHPA、EP20-4 DPP、EP20-5 WHPA、EP18-6 DPP 有中心平台、钻井平台和井口平台，有井口区、分离器区、油气输送区，发生火灾事故的概率为 1.7×10^{-3} 次/a。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级；因此，上述平台发生火灾事故导致溢油事故的概率不高于 1.7×10^{-4} 次/a。本项目为调整井项目，不新增其他设施设备，平台火灾爆炸不属于本项目的新增风险。以上平台物流汇入现有 HYSY 118 FPSO 进行处理，不新增油气处理区的风险。

5.1.3 船舶燃料油泄漏

本项目施工期总计使用 2 条钻井船、14 艘拖轮，施工船舶受风、流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，但本项目建成后不新增船舶使用数量，运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》（2010），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 5.1-2。

表 5.1-2 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率（世界范围）	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本油田船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

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

5.1.4 地质性溢油、浅层气/气层风险事故

地质性溢油的概率通常较低，依赖于区域地质条件和开发活动，且往往难以精确统计。

浅层气/气层风险的发生主要风险因素与地质构造异常、钻井工程因素（钻井液密度不足、井控设备未及时安装（如表层套管浅、未装防喷器）、钻遇速度过快、监测预警滞后）、操作因素（起钻时易发生气侵、井控响应时间短、缺乏主动放喷预案）、环境因素（海底洋流扰动、沉积物不稳定性、地层破裂压力低，导致无法关井，只能节流放喷）等相关。挪威 SINTEF 研究指出，浅层气是全球 172 起井喷事故中最主要的单一诱因。渤海油田 1999 年蓬莱 19-3-3 井和渤中 25-1-6 井发生过浅层气井喷，为 30 余年首次，在渤海区域属低频但高后果事件。目前尚无公布的概率分布统计数据。

5.1.5 其他事故

平台容器和工艺管线泄漏的概率很小。本项目不新增海底管线，投产后依托油田现有管道进行油品输送，根据工程校核结果，项目投产后各依托管道未出现超温、超压现象，未增加海管泄漏风险。

5.2 风险事故源项分析

根据上述分析，本次调整井工程的风险事故主要包括井喷/井涌、火灾/爆炸、船舶燃料油泄露、非水基钻井液泄漏、平台相关管线泄露和地质性溢油和浅层气/气层风险事故。

(1) 施工阶段溢油量估计

施工期船舶碰撞燃料油泄漏事故及平台扩建/改造施工火灾/爆炸，平台火灾爆炸溢油入海几率很小且溢油量难以估计，因此本节只给出建设阶段因船舶碰撞泄漏的燃料油（柴油）最大可能溢油量。本项目取拖轮单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量，最大可能溢油量为 115m³。

(2) 生产阶段溢油量估计

生产阶段可能发生井喷、地质性溢油、船舶碰撞引起的溢油事故。由于本项目运营期不新增值班船等，故不新增运营期船舶碰撞风险。如前所述，一但发生井喷/地质性溢油等事故，其溢油量难以估计。

本项目除在 EP15-1 CEP 通过内挂井槽加新建 ■ 口调整井，其于 ■ 口调整井均为老井侧钻，EP15-1 CEP 新增管汇总容积 ■■■，新增原油存在量较小。

6 环境风险分析与评价

6.1 溢油影响结果分析

项目环境风险分析评价等级为三级，根据导则应定性分析说明海域环境影响后果。

《恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群联合开发和恩平 20-5 油田开发工程环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2021 年 7 月，环评批复文号：环审（2021）98 号），下文简称“恩平三期环评”）以海管在 HYSY118 FPSO 附近发生溢油事故，溢油量最大为 462t（544m³）为预测情景。本项目涉及的平台与该项目具有一致性，均依托 HYSY118 FPSO 进行开发；本项目施工期船舶单舱溢油量为 115m³，小于类比项目溢油量（544m³）。综上，从海域位置、工程依托及溢油量三方面考虑，本项目风险类比“恩平三期环评”可行。

根据类比的溢油影响预测结果，在最大风速 S 和 ESE 风向下，溢油分别于 68

小时、72 小时后抵岸，其他风向及风速下均不会抵岸。

海底管道在 HYSY118 FPSO 处发生溢油事故时，由于溢油点位于多个产卵场（绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷产卵场）内，溢油即刻抵达相关鱼类产卵场，详见表 6.1-1。

表 6.1-1 各敏感目标的分布及溢油抵达敏感目标的最短时间

敏感目标名称	距离/km	风向/风速/（m/s）	最短到达时间/h
绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场	之内	—	—
短尾大眼鲷南海北部产卵场	之内	—	—
黄鲷产卵场	之内	—	—
深水金线鱼产卵场	2.8/S	S/17.6	1.3
长尾大眼鲷万山列岛产卵场	7.3/NE	SW/21.5	3.0
鲈鱼珠江口外海区产卵场	9.3/S	NW /23.6	4.2
金线鱼产卵场	45/N	S/17.6	21.0
蓝圆鲹珠江口近海区产卵场	54/N	S/17.6	25.3
鲈鱼珠江口近海区产卵场	54/N	S/17.6	25.3

由于本项目相关平台位于绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、黄鲷产卵场之内，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，溢油将即刻抵达该敏感目标，可能对其造成不利影响。同时溢油会对周边敏感区产生影响，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

6.2 溢油对其他海洋生态环境影响分析

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的原油造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。对受影响海域浮游生物、浮游动物、游泳生物、底栖生物的生境、繁殖等生存条件造成严重影响。

7 环境风险防范措施及应急要求

7.1 设计阶段风险防范措施

严格按照海洋油气开发安全与作业管理、钻井系统与装备、井口装置和采油树的相关设计规范，保障工程本质安全。

7.2 井喷和火灾爆炸事故的防范措施

预防和缓解措施包括准确分析地层压力，配比合适的泥浆，安装完备的井控装置，钻井人员经过严格的培训，加强井控演习，安装井下安全阀和井上安全阀、并时刻保证安全阀的正常工作。为防止钻、完井阶段火灾和井喷事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

(1) 加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故；对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统。

(2) 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，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

(3) 在钻台、钻井液池和钻井液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；设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；油管强度设计采用较高的安全系数等。

(4) 安装井口防喷器。

(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。在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划。

7.3 船舶碰撞风险防范措施

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

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

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

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

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

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

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

7.4 钻完井期间其他风险防范措施

7.4.1 井眼碰撞防范与应急措施

海洋油气开发中井眼碰撞的防范依赖于全周期、多技术协同的管理体系，核心围绕设计优化、实时监测、智能预警三大支柱构建，并制定应急预案进行应对。

7.4.1.1 轨迹设计优化方面

严格遵守《SY/T 7488-2020 海洋丛式井组防碰及碰后处理要求》确立了“全周期防控”范式，要求从井组布局、轨迹设计到施工执行全过程实施防碰控制。

井间距须满足最小安全距离（通常 $\geq 3\text{m}$ ），并基于三维地质模型进行碰撞风险扫

描：采用“控制圆柱”（Control Cylinder）概念，以井眼轴线为中心、安全半径为约束边界，动态评估邻井空间关系；对深层、大位移、多层位井组，需进行分段防碰校核，尤其关注造斜段与稳斜段的轨迹交叉风险。

7.4.1.2 实时监测与智能预警

采用高效实时监控，实施实时获取井下轨迹与地层参数。

随钻测量（MWD）：连续采集井斜角、方位角、工具面角，结合泥浆脉冲传输实现地面实时可视化。

随钻陀螺测量（GWD）：在强磁干扰海域（如南海深水区）替代传统MWD，提供无磁偏误差的高精度定向数据，测量精度达 $\pm 0.1^\circ$ ，显著提升井眼定位可靠性；

振动信号智能识别：采用技术手段对钻头振动信号进行特征提取，提前识别钻头趋近邻井时的异常振动模式，实现提前2-5米的碰撞预警。

7.4.1.3 专项应急预案

参照（SY/T7488-2020）《海洋丛式井组防碰及碰后处理要求》，作业前制定详细的作业方案和应急预案，备好应急处置物资，必要时启动防碰预案。

7.4.2 固井作业风险防范防范措施

固井作业风险防范措施主要包括施工前协调、设备检查、人员防护、高压区管理、特殊环境应对及应急预案等关键环节。

7.4.2.1 强化井控与压力管理

精确设计水泥浆密度与稠化时间，采用平衡注水泥技术，防止因液柱压力失衡引发气窜或漏失。在候凝阶段实施环空憋压，避免水泥“失重”导致油气上窜。

7.4.2.2 优化固井工艺与材料性能

针对深水、高温、含硫等复杂工况，选用抗硫套管、防窜水泥体系或泡沫水泥，升封固可靠性。通过软件模拟优化施工参数，确保水泥环长期密封性。

7.4.2.3 严格设备检查与高压区管控

施工前对水泥头、高压管线、泵车进行全面试压（不低于最大施工压力的1.2倍），杜绝刺漏风险。高压区域设置隔离带，无关人员禁止进入，吊装作业专人指挥。

（1）加强施工全过程监测与反馈

实时监控替浆压力、流量、碰压情况，发现异常立即停泵排查。候凝期间持续

监测井口压力变化，结合声幅测井（CBL）等手段评估固井质量。

（2）落实人员安全与环境保护

作业人员穿戴齐全PPE，防尘、防坠落、防化学伤害。配备正压呼吸器和气体检测仪，应对H₂S等有毒气体风险。设置集液池收集废浆，防止污染海洋环境。

7.4.3 完井作业风险防范防范措施

海洋油气开发完井阶段的主要风险包括井控失稳、设备失效、地层伤害、环境污染及人为操作失误，需通过系统性技术控制与管理措施实现全过程风险防控。

7.4.3.1 井控与压力失衡风险

打开油气层后井底压力失衡，易引发溢流、井喷或地层压漏，主要防范措施如下：精确设计完井液密度，通常按地层压力梯度+0.07~0.15 g/cm³安全附加值配置；采用平衡压井技术，在射孔或下管柱前完成压井准备，确保井筒稳定；实时监测井口压力、泥浆返出量和气体浓度，发现异常立即关井处置。

7.4.3.2 射孔作业风险

射孔枪定位不准、引爆失控或套管损伤，可能引发井喷或形成溢油通道，主要风险防范措施为：射空前进行双测井校深，确保枪身与目标层位偏差≤0.5米；投棒点火前确认防喷器组处于“待命”状态，且试压合格；射孔后持续监测井口压力30分钟，无异常方可进入下一工序。

7.4.3.3 设备与工具失效风险

采油树、防喷器、井下安全阀等关键设备密封失效或强度不足，导致泄漏或失控，主要防范措施为：所有井控设备须具备抗硫应力开裂性能，尤其在含H₂S环境中井口装置安装后按额定工作压力100%进行清水试压，稳压≥30分钟，压降≤0.5 MPa 为合格；定期对水下安全阀进行水上控制试验，间隔不超过6个月

7.4.3.4 地层与储层伤害风险

完井液侵入、出砂或热采导致筛管失效，可能引发井筒堵塞、管道破坏甚至溢油，主要环境风险防范措施为：据储层特性选择合理完井方式（如筛管完井、砾石充填等），防止出砂；在热采井中选用耐高温膨胀系数低的防砂筛管，避免热变形导致防砂失效；控制生产压差，防止高速流体冲刷造成地层骨架破坏。

7.5 生产阶段风险防范措施

7.5.1 生产设施事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计、建造、采办和操作中将采取一系列保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备：

(1) 精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；

(2) 对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置相应的应急关断系统。

(3) 注意机械磨损及进行合理的润滑维护措施；

(4) 严格实施作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；

(5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

(6) 平台井口区设安全阀。当井口出现泄漏异常情况时，可自动关闭油流通道；

(7) 在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警；

(8) 严格执行设备完整性管理体系，包括生产设施的巡检制度、设备的预防性维修、管线和结构的腐蚀检测等；

(9) 安全环保有关的仪器仪表，（压力表、温度表和关断阀等）油田按照相关法律法规进行标定或试验。

7.5.2 其它防范措施

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

7.6 溢油事故应急处理措施

7.6.1 溢油应急预案

中海石油（中国）有限公司深圳分公司恩平作业公司制定了《恩平油田作业区溢油应急计划》（2023年7月版）（以下简称“计划”）并于2023年8月2日在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。本项目实施均在现有生产平台，纳入现有的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。

该计划适用于恩平作业公司所属的海上设施和海底管道发生的溢油事故，计划

包括了环境风险事件分类与分组、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、事故处理、应急保障、善后处置、预案管理与演练等内容。应急计划体现了分级响应、区域联动的原则，与国家和地区各级环境风险应急预案相衔接。

所有参加油田开发作业的施工船舶（供应船、守护船或工程船舶等）均需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和健康安全环保管理体系的相关要求向深圳分公司提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故其应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

7.6.2 应急组织机构

7.6.2.1 深圳分公司

恩平作业公司为中海石油（中国）有限公司深圳分公司所辖作业公司之一，恩平油田纳入深圳分公司应急管理体系。深圳分公司建立了公司应急组织机构，组织架构见图 7.6-1。

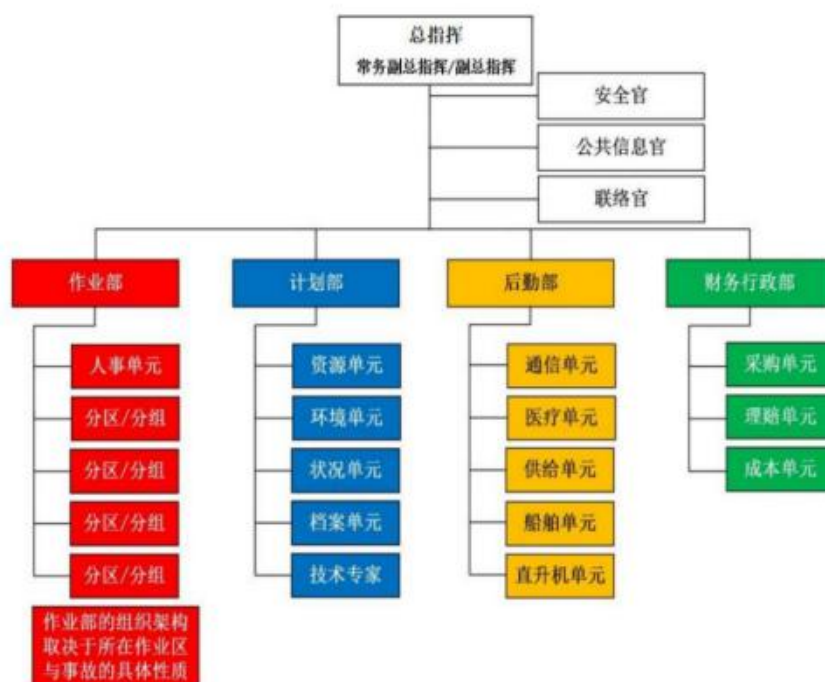


图 7.6-1 深圳分公司应急组织机构

7.6.2.2 恩平油田溢油应急组织机构

恩平作业公司是在深圳分公司应急指挥中心的领导、指导和支持下进行现场级别的溢油应急事故的应急反应。恩平油田应急组织机构及溢油响应程序见图 7.6-2。



图 7.6-2 恩平作业公司溢油应急组织机构图

7.6.3 溢油事故响应程序

深圳分公司溢油相应程序见图 7.6-3。

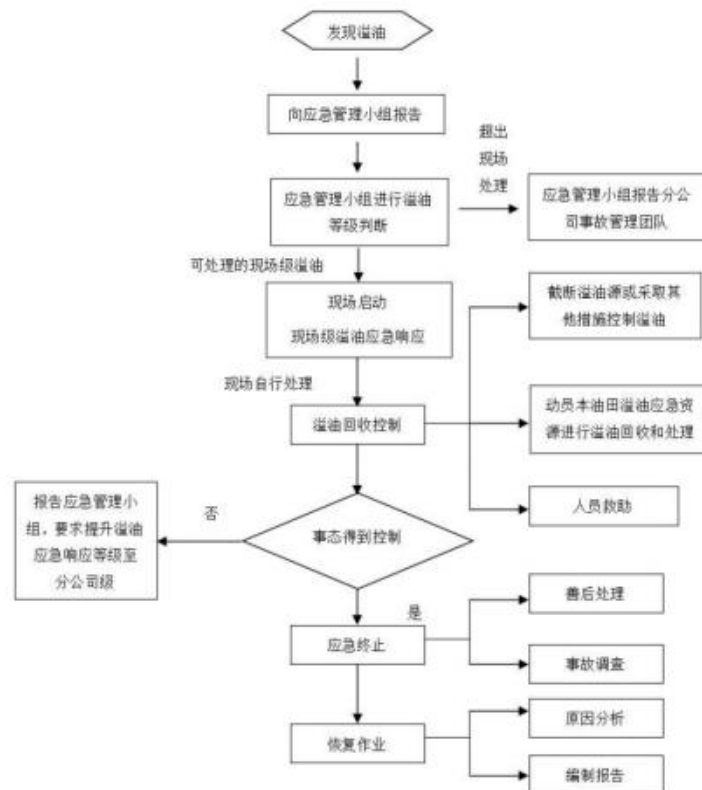


图 7.6-3 溢油应急响应流程图

7.6.3.1 溢油事故的报告程序与内容

发生溢油事故后，无论大小，均必须尽快按向上级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。在现场溢油事故发生后第一时间，现场总监应报告给分公司应

急值班室，应急值班室依据分公司程序进行报告。启动应急后，应急指挥中心立即报告中国海洋石油有限公司应急委员会。

溢油事故报告内容主要包括：①溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢油）。②目前采取的应急措施及其有效程度。③除现场的自身力量外，需要求助其他溢油应急力量的援助要求等。④填写溢油事故报告表。

7.6.3.2 溢油事故分类

根据《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27号）的规定，海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

（1）特别重大溢油污染环境事件

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

（2）重大溢油污染环境事件

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

（3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

（4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

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

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

7.6.3.3 海面溢油的处理

在控制溢油源的基础上，应急作业应该尽量靠近溢油源进行，尽量将溢油影响控制在海面上，避免溢油对岸线造成污染。海上溢油处置方法选择的流程图见图 7.6-4.

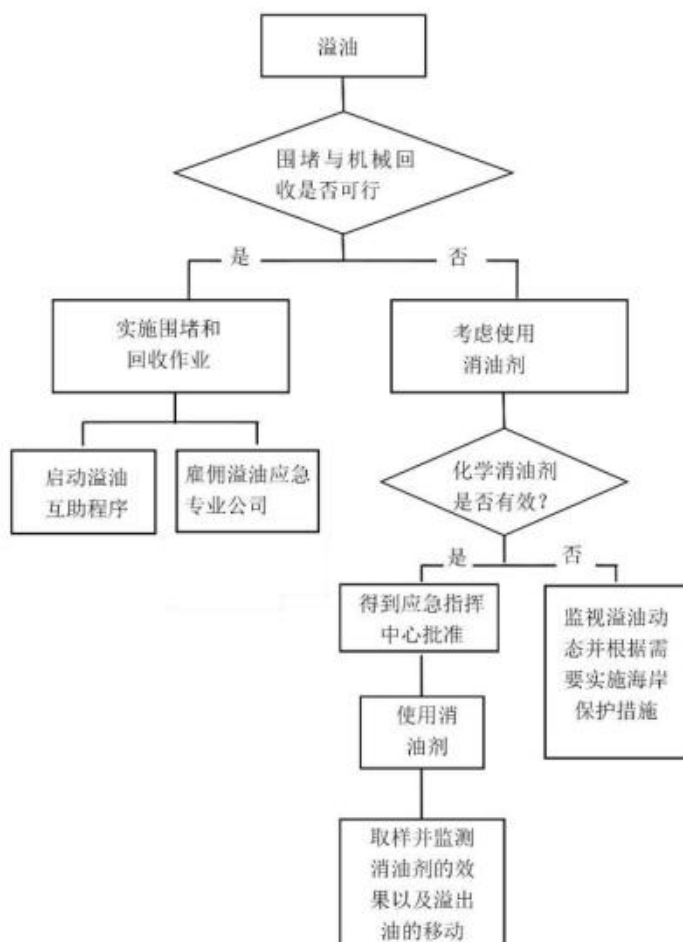


图 7.6-4 溢油处理方法选择

根据《中华人民共和国石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》第二十条规定：“海面溢油应首先使用机械回收。消油剂应严格控制使用，并遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》和《国家海洋局关于修改〈关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知〉等 3 份规范性文件的决定的公告》（2015 年第 4 号（总第 25 号））”。

当出现下列情况之一时，不得使用消油剂：

- ①油膜厚度大于 5mm；
- ②溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；
- ③溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50% 以上）以及溢

出油的粘度超过 5000mPa·s;

④海域水温低于 15°C（可在低温环境下使用的消油剂除外）；

⑤溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

此外，每个溢油点（两溢油点间距小于 1000 米者为一个溢油点）的消油剂一次性使用量不得超过规定数量，南海海域使用量规定见表 7.6-1。

表 7.6-1 南海海域消油剂实用规定

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

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

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

除上述规定外，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

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

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

7.6.3.4 应急结束

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（2022 年版）的具体要求，通过对溢油事故现场调查确认，符合以下两项条件的，应急响应终止：

(1) 溢油源已得到完全控制，隐患已消除；

(2) 海面油污已得到控制，海上油污回收和岸边清污基本完成。

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

7.7 溢油应急物资

7.7.1 恩平油田群溢油应急物资

恩平油田群各生产平台和 HYSY118 FPSO 均配备溢油应急设备，包括溢油分散剂喷洒装置、手动喷雾器、溢油分散剂、吸油棉、围油栏等的溢油应急设备，具备一定的溢油应急能力，相关溢油应急资源见表 7.7-1。

表 7.7-1 恩平油田群主要应急物资

存放地点	名称	规格/型号	单位	数量
EP15-1 CEP	充气式围油栏	2000 型, Type 2000/200m	m	400
	围油栏动力站	30kW	套	1
	充吸气机	/	套	1
	多功能收油机	60 m ³ /h	套	1
	浮式储油囊	10m ³	套	2
	消油剂喷洒装置	PSB80	套	1
	高压清洗机	/	套	1
	消油剂	/	千克	1000
	吸油毡	/	片	500
	捞油网	带杆, 长度 3-6m	套	2
	吸油条	/	条	200
溢油回收泵	气动泵, 带快速接头和软管	套	2	
EP10-2 WHPA	吸油毡	/	片	150
	溢油回收泵	气动泵, 带快速接头和软管	套	1
EP20-4 DPP	消油剂	/	千克	1000
	吸油毡	/	片	250
	捞油网	带杆, 长度 3-6m	套	2
	吸油条	/	条	200
	溢油回收泵	气动泵, 带快速接头和软管	台	2
EP20-5 WHPA	吸油毡	/	片	150
	溢油回收泵	气动泵, 带快速接头和软管	套	1
EP18-6 DPP	消油剂	/	千克	340
	吸油毡	/	片	250
	吸油条	/	条	200
EP18-1 WHPA	消油剂	/	千克	340
	吸油毡	/	片	150
	溢油回收泵	气动泵, 带快速接头和软管	套	2
	吸油条	/	条	200
EP24-2 DPP	吸油毡	/	片	400
	抹布	/	千克	20
	溢油回收泵	气动泵, 带快速接头和软管	套	2
	吸油条	/	箱	1
	溢油回收桶	/	个	1

	吸油毛毡	/	片	150
EP23-1 DPP	消油剂	/	千克	340
	吸油毡	/	片	400
	溢油回收泵	气动泵, 带快速接头和软管	套	2
	吸油条	/	条	140
	充气式橡胶围油栏	WQJ-2000	m	400
HYSY118 FPSO	围油栏防爆动力站	DL40/TY140613A-1, 40KW	套	1
	防爆动力站	DL40/TY140613A-2, 40KW	套	1
	撇油器	ZSP60; 收油能力: 60m ³ /h	套	1
	消油剂喷洒设备	PSB100; 喷洒速度: 100 升/分钟	套	1
	手持喷枪	喷洒速度: 100 升/分钟	套	1
	充吸气机	CX-30; 300m ³ /h	套	1
	储油囊	FN10; 存储 10m ³	套	4
	吸油毡	/	片	400
	消油剂	/	千克	850

7.7.2 其他油田溢油应急物资

7.7.2.1 区域应急物资分布情况

深圳分公司溢油应急资源的配置地点包括珠海终端、高栏终端和各油田作业, 距离恩平油田作业区较近的有惠西作业公司、番禺作业公司、白云天然气作业公司等。一旦发生溢油规模大于其自身应急处理能力的时候, 可调用深圳分公司及专业机构的溢油应急物资。

恩平田群周边应急物资分布情况见图 7.7-1。

(图略)

图 7.7-1 恩平油田群周边溢油应急资源分布图

7.7.2.2 深圳分公司配备溢油应急资源

恩平油田群附近的珠海横琴终端、珠海高栏终端、番禺 30-1 平台、荔湾 3-1 中心平台等应急资源具体配置情况见表 7.7-2。

表 7.7-2 深圳分其他溢油应急资源

存放地点	名称	规格/型号	单位	数量
珠海终端	刷式收油机	ZS-30	套	1
	动力站	ZS-30	套	1
	围油拖栏	360m	m	360

	浮式储油罐	FN-10	套	1	
	消油剂	富肯2号	吨	1	
	吸油毛毡	SPC-MXO1000/RFODPB250/SXTH250-C	箱	40	
	吸油毯	SPC-HT555/ SPC-CH15P	箱	5	
高栏终端	转盘收油器	TYZS30,30m ³ /h	台	1	
	收油器动力站	FBDL-40	台	1	
	固体浮子式橡胶围油栏	WGJ-1100	m	480	
	防火式围油栏	WGT900	m	400	
	充气式橡胶围油栏	WQJ-1100	m	960	
	围油栏动力站	DL-30	台	2	
	充气机		台	1	
	消油剂喷洒装	PSB40	台	1	
	消油剂喷洒装	PS40	台	1	
	浮式储油囊	FN10	套	2	
	浮式储油囊	FN10	套	2	
	油拖网	4M3	套	2	
	轻便储油罐	10M3	套	1	
	消油剂	富肯2号	kg	2000	
	消油剂	富肯5号	kg	800	
	PY 30-1 DPP	围油拖栏	Φ20CM×2M	根	50
		吸油毯	80CM×50M×3MM 40CM×50M×3MM	卷	3+2
		吸油毡	40CM×50CM×3MM	片	100
消油剂		富肯-2#, 200L/桶	桶	2	
PY 34-1CEP	吸油毛毡	5.5kg/包	包	4	
	吸油毛毡	100片/包	包	12	
	消油剂	富肯2号(20kg/桶)	桶	2	
LW 3-1 CEP	撇油器	刷式撇油器 Z S-30	套	1	
	撇油器动力站		套	1	
	消油剂喷洒设备	PSB140	套	1	
	浮式储油囊	10m ³	套	1	
	吸油毛毡	PP-2(20KG/包)	包	50	
	消油剂	富肯-2号(20KG/桶)	桶	50	

7.7.2.3 其他溢油应急资源

若发生分公司级溢油事故，可借助于中海石油环保服务（天津）有限公司的溢油应急设备进行应急处置，最近的惠州基地和涠洲基地应急资源详见表 7.7-3~表 7.7-4。

表 7.7-3 中海环保惠州基地溢油应急资源

类别	名称	型号	数量	单位/规格
围油栏	固体浮子式阻燃型橡胶围油栏	WGJ1100	240	m
	固体浮子式PVC围油栏	1100型	1840	m
	固体浮子式PVC围油栏	900型	800	m
		WGV1500型	1000	m
		1100PVC	1800	m
	防火式围油栏	900	400	m

			400	m
	岸滩围油栏	WQV600	400	m
	快速布放围油栏	1500型	400	m
	充气式橡胶围油栏	3000型	400	m
		2000型	1000	m
收油机	刷式收油机	劳模ALLIGATOR100	1	100m ³ /h
		MINIMAX12	2	12m ³ /h
		HMH12	2	12m ³ /h
		HAF12	1	12m ³ /h
	刷带式收油机	HAF30A(含HDPP50动力站)	1	30m ³ /h
	堰式撇油器	YSL-30	1	30/h
	槽式轮鼓收油机	HSF100	1	100m ³ /h
		Magunm100	1	100m ³ /h
	侧挂式撇油器(左)(右)	劳模LSC-3C	1	30m ³ /h
		劳模LSC-3C	1	30m ³ /h
	卸载泵	30M3/H	3	30m ³ /h
100M3/H		2	100m ³ /h	
真空收油机	ZK30	3	30m ³ /h	
刷式收油机	12	4	12m ³ /h	
消油剂 喷洒	消油剂喷洒设备	PSB40	1	40L/min
		HDSK40	4	40L/min
		PS40	1	40L/min
		PSB80	1	80L/min
		PS80	1	80L/min
		PSB80S	2	80L/min
	直升机喷洒	美国(TC3)	1	300L/min
消油剂喷洒设备	PS-80	13	80L/min	
储油 装置	浮动储油囊	FN25	5	25m ³
		FN15	4	15m ³
		FN10	5	10m ³
		FN5	8	5m ³
	轻便式储油罐	QG5	14	5m ³
		QG10	7	10m ³
	钢制储油罐	5 ³	2	个
7m ³		6	个	
拖油网	4m ³	3	套	
吸附 材料	吸油毛毡	PP-1: 20kg/箱*33箱	660	kg
		PP(20kg/箱*7箱)	140	kg
		PP(20kg/箱*19箱)	380	kg
		PP(20kg/箱)	600	kg
		48cm*40cm4.5mm/50片箱	900	kg
	吸油拖栏	12m/条*6条/吨袋*18吨袋	1296	m
		15m/条*4条/吨袋*9吨袋	540	m
		3m*10条/吨袋*1吨袋	30	m
		12m/条*12条/吨袋*4吨袋	576	m
		12m/条*50条	600	m
		12m/条*41包	492	m
5包		810	m	
消油剂	富肯2#消油剂	170kg/大桶*12桶	2000	kg
		170kg/大桶*8桶)	2380	kg
		20kg/桶*112桶	2240	kg

表 7.7-4 中海环保涠洲岛基地溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量
1	充气式围油栏	HRA2000，含卷绕辊	m	400
2	动力站	LPP30	套	1
3	真空撇油器	ZK30	套	1
4	高压清洗机	HDS1000DE	台	1
5	多功能撇油器	多功能	套	1
6	动力站	HPP50	套	1
7	消油剂喷洒装置	PS80	套	1
8	储油囊	FN10	套	2
9	便携式储油罐	QG5	套	2
10	液压充气机		套	1
11	应急发电机		套	1
12	集装箱		套	3
13	托盘		套	2
14	吸附材料		公斤	500
15	固体浮子式围油栏		m	400
16	金属储油罐		套	4

7.7.3 溢油应急环保船

溢油应急环保船“海洋石油 256”和“海洋石油 258”在南海海域主要为深圳分公司服务，当发生溢油事故时，可以调动离溢油现场最近的环保船立即赶赴现场，进行溢油围控和回收作业。环保船性能表见表 7.7-6。

表 7.7-5 环保船性能表

序号	主要性能	海洋石油 256、258
1	主尺度	75×15.2×7m
2	主机功率	1471kw×4（8000 匹）
3	最大航速	15.2kn
4	续航力	8000 海里
5	自持力	30 天
6	溢油回收能力	2×100m ³ /h
7	溢油/测试井液舱/ 污水水回收舱容	440m ³ 加 240m ³ ，3 号轻柴油舱可兼做回收舱
8	溢油监测	不小于 4.5km
9	消油剂储存仓	每侧喷洒能力 15m ³ /小时

7.8 溢油应急设施可行性分析

7.8.1 溢油应急响应时间

本调整井工程涉及的 7 个平台（EP15-1 CEP、EP10-2 WHPA、EP20-5 WHPA、EP20-4 DPP、EP18-6 DPP、EP18-1 WHPA、EP23-1 DPP）以及依托 HYSY118 FPSO 均配备了溢油应急物资，一旦发生事故，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求。如有需要，还可以调用深圳分公司其它油田的溢油应急设

备增援本油田进行回收作业。在油田附近值班的守护船可监视溢油动向，辅助溢油回收工作，但不得影响其作为守护/安全值班的首要职能。

本项目为调整井项目，不新增溢油物资。本油田 HYSY118 FPSO、EP15-1 CEP 等平台存放有溢油应急物资，可在相关生产平台自身物资不足时提供应急响应。

(图略)

图 7.7-2 恩平油田群各平台位置关系

按动员时间 2h，船舶航行速度按 9 节算（约 16.7km/h）计算，油田群内应急物资可 2h~7.8h 内开始溢油应急响应工作。如在 HYSY118 FPSO 位置发生较大规模溢油，深圳分可调用周边油田及相关基地的应急物资可在 7.1h~17.5h 抵达。

表 7.7-6 溢油应急资源抵达本次调整井平台附近的时间

序号	应急资源分布点	目的地	距离/km	动员及装船时间/h	航行时间/h	到达时间/h
本项目涉及平台、FPSO 溢油应急设备布设时间						
1	EP15-1 CEP	本次调整井	0	约 2	0	约 2
2	EP10-2 WHPA		0	约 2	0	约 2
3	EP20-5 WHPA		0	约 2	0	约 2
4	EP20-4 DPP		0	约 2	0	约 2
5	EP18-6 DPP		0	约 2	0	约 2
6	EP18-1 WHPA		0	约 2	0	约 2
7	EP23-1 DPP		0	约 2	0	约 2
8	HYSY118 FPSO	本项目依托	0	约 2	0	约 2
油田群内应急到达本项目涉及平台时间						
9	HYSY118 FPSO	EP10-2 WHPA	43	约 2	约 2.6	约 4.6
10		EP20-5 WHPA	36	约 2	约 2.2	约 4.2
11		EP20-4 DPP	53	约 2	约 3.2	约 5.2
12		EP18-6 DPP	42	约 2	约 2.5	约 4.5
13		EP18-1 WHPA	30	约 2	约 1.8	约 3.8
14		EP23-1 DPP	14	约 2	约 0.8	约 2.8
15	EP15-1 CEP	EP10-2 WHPA	14	约 2	约 8.0	约 2.8
16		EP20-5 WHPA	31	约 2	约 1.9	约 3.9
17		EP20-4 DPP	32	约 2	约 1.9	约 3.9
18		EP18-6 DPP	12	约 2	约 0.7	约 2.7
19		EP18-1 WHPA	93	约 2	约 5.6	约 7.6
20		EP23-1 DPP	46	约 2	约 2.8	约 4.8
周边其他油田应急资源到达涉及平台时间						
21	番禺油田	HYSY118 FPSO	86	2	5.1	7.1
22	西江油田		130	2	7.8	9.8
23	白云气田		91	2	5.4	7.4
24	流花油田		160	2	9.6	11.6
25	惠州油田		147	2	8.8	10.8
26	陆丰油田		259	2	15.5	17.5

序号	应急资源分布点	目的地	距离/km	动员及装船时间/h	航行时间/h	到达时间/h
27	珠海高栏终端基地		186	2	11.1	13.1
28	惠州基地		238	2	14.3	16.3

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。

7.8.2 溢油应急措施有效性分析

7.8.2.1 油田自身溢油应急能力

恩平油田群配备了专门的溢油回收设备，发生溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，油田自身配备有围油栏、撇油器、储油囊等溢油应急设备。

7.8.2.2 溢油围控能力

溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

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

式中：

L——围控溢油所需围油栏长度，m；

m——泄漏油品质量，112 t（单舱溢油量为 115m³）；

t——溢油发生之后的时间，h；

π——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取最小值 0.01m；

φ——围油栏利用系数，取 0.9；

ρ——泄漏油品密度，0.85g/cm³。

根据前表可知，按本油田应急资源最快抵达时间 2h 计算，计算得出本项目类比的环评最大可信事故：输油海管 HYSY118 FPSO 端溢油所需要调用的围油栏长度为 303m。

恩平油田群现有溢油应急能力可以应付一般溢油事故的初始阶段。HYSY118 FPSO 和 EP15-1 CEP 各有围油栏 400m，施工期间施工船在相关平台附件发生溢油，HYSY118 FPSO 和 EP15-1 CEP 上应急物资的响应时间为 2 h~7.6 h。现有围油栏长度可满足以上规模溢油的围控。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，将动员其他深圳分公司应急资源及陆地溢油应急力量快速到达溢油现场投入现场溢油应急响应与回收。

7.8.2.3 回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

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

式中：

E——收油机回收速率，m³/h；

V——总溢油量，m³；

b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%；

α ——收油机回收效率（回收液体中石油类的比率），50%~80%；

h——回收工作时间（h），取 24h；

溢油总量按 115m³ 计算，取 b 为 60%， α 为 50%，则本项目类比的环评最大可信事故：输油海管 HYSY118 FPSO 端溢油所需的机械回收能力为 5m³/h。

HYSY 118 FPSO、EP15-1 CEP 设有收油机和撇油器各 1 套，收油和撇油能力均为 60 m³/h，按照以上计算 24 小时最大可收集约 1200m³ 溢油，满足上述事故情景的收油需求。

同时，可利用深圳分部署在本项目周边的珠海终端、高栏终端、番禺 30-1 平台、荔湾 3-1 中心平台、番禺 34-1 平台的应急资源，加之中海石油环保服务（天津）有限公司珠海基地、惠州基地及专业环保船的溢油应急物资。本项目配备及依托的溢油应急能力满足本项目最具代表性事故溢油应急需求。

综上所述，在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目溢油风险可控。

8 结论

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、火灾/爆炸、船舶燃料油泄漏等。次

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

恩平油田群各生产平台和 HYSY118 FPSO 均配备溢油应急设备，包括溢油分散剂喷洒装置、手动喷雾器、溢油分散剂、吸油棉、围油栏等的溢油应急设备，具备一定的溢油应急能力。一旦发生事故，恩平油田群可立即响应，HYSY118 FPSO 和 EP15-1 CEP 的应急物资最快可分别在 2.8h ~ 4.6h 和 2.7h ~ 4.8h 内抵达本次调整井工程的各平台；白云、番禺、西江等油气田、高栏终端、惠州基地应急资源可在 7.1 ~ 17.5h 内抵达本次调整井工程的各平台，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求。

建设单位已编写《恩平油田作业区溢油应急计划》（2023 年 7 月）并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。本项目所涉及的平台均已纳入其中管理，该溢油应急计划的溢油应急资源可以满足本次工程需求。

综上，本项目在落实各项风险防范措施和溢油应急计划的前提下，环境风险可防控。