

恩平油田群调整井项目

(EP24-2-A26 等 32 口调整井)

环境影响报告表

中海油研究总院有限责任公司

2020年6月



打印编号: 1583910727000

编制单位和编制人员情况表

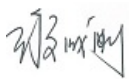
| | | | |
|-----------------|--|-----------|---|
| 项目编号 | 3sx0vp | | |
| 建设项目名称 | 恩平油田群调整井项目 (EP24-2-A26等32口调整井) 环境影响报告表 | | |
| 建设项目类别 | 48_156海底隧道、管道、电(光) 缆工程 | | |
| 环境影响评价文件类型 | 报告表 | | |
| 一、建设单位情况 | | | |
| 单位名称 (盖章) | 中海石油 (中国) 有限公司深圳分公司 | | |
| 统一社会信用代码 | 91440300708594625J | | |
| 法定代表人 (签章) | 徐可强 | | |
| 主要负责人 (签字) | 段成刚  2020.3.16 | | |
| 直接负责的主管人员 (签字) | 张晓东  2020.3.12 | | |
| 二、编制单位情况 | | | |
| 单位名称 (盖章) | 中海油研究总院有限责任公司 | | |
| 统一社会信用代码 | 911100007109260782 | | |
| 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 |
| 尹晓娜 | 09351143509110143 | BH1023443 |  |
| 2. 主要编制人员 | | | |
| 姓名 | 主要编写内容 | 信用编号 | 签字 |
| 安明明 | 环境影响预测与分析 | BH1023445 |  |
| 邓媛媛 | 污染与非污染要素分析、环境保护对策措施 | BH1023437 |  |
| 尹晓娜 | 工程概况与分析、环境影响评价结论 | BH1023443 |  |
| 吴迪 | 环境敏感区和环境保护目标分析 | BH1023436 |  |

| | | | |
|-----|--------|----------|-----|
| 崔艺潇 | 环境现状分析 | BH018747 | 崔艺潇 |
|-----|--------|----------|-----|

目 录

| | | |
|-----|----------------------------------|-----|
| 1 | 海洋油气田开发工程基本情况 | 1 |
| 2 | 工程概况与分析 | 2 |
| 2.1 | 概述 | 2 |
| 2.2 | 工程地理位置 | 5 |
| 2.3 | 现有工程概况 | 5 |
| 2.4 | 调整井工程概况与工程分析 | 17 |
| 2.5 | 油藏概况 | 29 |
| 3 | 污染与非污染要素分析 | 42 |
| 3.1 | 建设阶段污染物与非污染物要素分析 | 42 |
| 3.2 | 生产阶段污染物与非污染物要素分析 | 42 |
| 3.3 | 环境影响因子的筛选与识别 | 42 |
| 4 | 环境现状分析 | 44 |
| 4.1 | 自然环境概况 | 44 |
| 4.2 | 环境质量现状 | 44 |
| 4.3 | 渔业资源现状 | 52 |
| 4.4 | 海洋环境状况回顾分析 | 54 |
| 4.5 | 社会环境现状 | 59 |
| 5 | 环境敏感区和环境保护目标分析 | 61 |
| 5.1 | 海洋主体功能区规划符合性分析 | 61 |
| 5.2 | 海洋功能区划符合性分析 | 62 |
| 5.3 | 与海洋生态红线符合性分析 | 63 |
| 5.4 | 产业政策符合性分析 | 63 |
| 5.4 | 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要 | 63 |
| 5.5 | 能源发展战略行动计划（2014-2020年） | 63 |
| 5.6 | 环境敏感区及环境敏感保护目标分布 | 63 |
| 6 | 环境影响预测与分析 | 68 |
| 6.1 | 建设阶段 | 68 |
| 6.2 | 生产阶段 | 82 |
| 6.3 | 对环境敏感目标影响分析 | 85 |
| 6.4 | 环境风险分析 | 85 |
| 7 | 环境保护对策措施 | 93 |
| 7.1 | 清洁生产措施分析 | 93 |
| 7.2 | 污染物排放总量控制指标 | 93 |
| 7.3 | 污染防治对策措施 | 94 |
| 7.4 | 生态保护对策措施 | 95 |
| 7.5 | 溢油事故防范与应急措施分析 | 96 |
| 7.6 | 海洋生态建设方案 | 103 |
| 8 | 环境影响评价结论 | 106 |
| 8.1 | 产业政策符合性 | 106 |
| 8.2 | 海洋功能区划符合性 | 106 |
| 8.3 | 环境可行性 | 106 |
| | 预审和审查意见表 | 107 |
| | 审批意见表 | 108 |
| | 附件 | 109 |

1 海洋油气田开发工程基本情况

| | | | |
|--------------------|---|------------|--------------------|
| 项目名称 | 恩平油田群调整井项目 (EP24-2-A26 等 32 口调整井) 环境影响报告表 | 建设单位 | 中海石油(中国)有限公司深圳分公司 |
| 法人代表 |  | 建设地点 | 中国南海珠江口盆地 |
| 通讯地址 | 深圳市南山区后海滨路(深圳湾段)3168 号中海油大厦 | 联系人 | 武小东 |
| 邮政编码 | 518052 | 联系电话 | 0755-26026685 |
| 电子信箱 | wuxd5@cnooc.com.cn | 传真 | 0755-26688577 |
| 项目设立部门 | —— | 批准文号 | —— |
| 建设性质 | 新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技改 <input type="checkbox"/> | 工程总投资 | **万元 |
| 其中环保投资 | **万元 | 所占比例 | **% |
| 报告表编制单位 | 中海油研究总院有限责任公司 | 评价经费 | **万 |
| 建设规模(按工程性质可增减下列内容) | | | |
| 总工程量 | 新加井槽钻 10 口井 老井眼侧钻 22 口调整井 | 陆域挖方量 | / |
| 海域挖方量 | / | 海域填方量 | / |
| 海域使用面积 | / | 水下疏浚量 | / |
| 年生产水排海量 | 已批复总量: EP24-2DPP:****m ³ /a; EP18-1WHPA: ****m ³ /a; EP23-1DPP: ****m ³ /a; HYSY118FPSO: ****m ³ /a | 年用水量 | / |
| 年废弃物倾倒量 | / | 建设总面积 | / |
| 非钻井油层水基钻井液量 | ****m ³ | 非钻井油层水基钻屑量 | ****m ³ |
| 钻井油层水基钻井液量 | ****m ³ | 钻井油层水基钻屑量 | ****m ³ |
| 非水基钻井液量 | / | 非水基钻屑量 | / |
| | | | |

2 工程概况与分析

2.1 概述

2.1.1 项目由来

随着恩平油田群开采年限的增加，部分油井开始进入高含水期，产量出现了递减趋势。为了维持油田稳产，完善井网布置，有效动用剩余地质储量，从而提高整个油田的开发效果，中海石油（中国）有限公司深圳分公司拟在恩平油田群实施 32 口调整井项目，以减缓油田产量递减，保证油田群长期稳产。计划在 3 个平台实施 32 口调整井（包括 22 口老井侧钻，10 口新加井槽钻井）；EP24-2DPP 平台在 2020 年~2023 年实施 13 口调整井，其中 4 口利用新加井槽完成，9 口井利用老井侧钻完成；EP18-1WHPA 平台在 2020 年~2023 年实施 13 口调整井，其中 6 口利用新加井槽方式完成，7 口利用老井侧钻完成；EP23-1DPP 平台在 2021 年~2023 年实施 6 口调整井，均利用老井侧钻方式完成。

本调整井项目是在原有油气井网的基础上，利用现有的钻井设施侧钻 22 口调整井，新钻 10 口调整井（其中 30 口采油井，2 口注水井）。调整井投产后，生产水的排放量未增加。因此，根据《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（国家海洋局，2014.4.17）中“4.1.1”规定编制环境影响报告表。受中海石油（中国）有限公司深圳分公司委托，由中海油研究总院有限责任公司承担并完成恩平油田群调整井项目的环境影响评价工作。

2.1.2 评价范围

根据《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》的要求，环境影响评价范围应覆盖工程建设可能影响到的全部海域。确定调整井项目环境影响评价范围边长约为 60km×80km，面积约为 4800km²，评价范围外延距离调整井项目大于 15km。评价范围见图 2-1，评价范围坐标见表 2-1。

图 2-1 评价范围示意图

表 2-1 评价范围四至坐标

| | | |
|--|--|--|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

2.1.3 评价内容

依据本项目的工程特点，在对环境要素和环境影响评价因子进行筛选的基础上，确定调整井项目的主要评价内容如下：

- 钻井作业期间排放的钻井液、钻屑对平台周围海域的海水水质、沉积物环境、底栖生物和渔业资源的影响范围和程度；生产运营期含油生产水、生活污水排放对周围海域海水水质和生态环境的影响范围和程度；
- 已建依托工程的回顾性分析；
- 环境保护对策及污染防治措施；
- 环境风险及防范措施分析。

2.1.4 评价标准

本项目环境评价中所采用的环境质量标准见表 2-2，所采用的污染物排放标准见表 2-3。

表 2-2 环境质量标准

| 类别 | 采用标准 | | 等级 |
|--------|-------------------------|---------------------------|----|
| 海水水质 | 《海水水质标准》（GB3097-1997） | | 一类 |
| 海洋沉积物 | 《海洋沉积物质量》（GB18668-2002） | | 一类 |
| 海洋生物生态 | 海洋贝类 | 《海洋生物质量》（GB18421-2001） | 一类 |
| | 软体类、鱼类、甲壳类（除石油烃外） | 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》 | |
| | 鱼类、软体类（石油烃） | 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册） | |

表 2-3 污染物排放标准

| 污染物 | 采用标准 | 等级 | 标准值 | 适用对象 |
|--------|---|---|--|---|
| 含油生产水 | 海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级 (GB18420.1-2009) | 二级 | 生物毒性容许值 $\geq 50,000\text{mg/L}$ | 生产阶段排放的含油生产水 |
| | 海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008) | 三级 | 石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ (月平均); 石油类 $\leq 65\text{mg/L}$ (一次容许值) | |
| 钻井液和钻屑 | 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 $\geq 20,000\text{mg/L}$ | 钻井阶段排放的钻井液和钻屑 |
| | 海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008) | 三级 | 含油量 $\leq 8\%$; Hg $\leq 1\text{mg/kg}$; Cd $\leq 3\text{mg/kg}$ | |
| 生活污水 | 海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008) | 三级 | COD $\leq 500\text{mg/L}$ | 海上钻井阶段及生产阶段生活污水的处置 |
| 生活垃圾 | 海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008) | 三级 | 食品废弃物处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 时, 可排放或弃置入海; 其他生活垃圾禁止排放或弃置入海 | 海上钻井阶段及生产阶段生活和生产垃圾的处置 |
| 生产垃圾 | | | 禁止排放或弃置入海 | |
| 机舱含油污水 | 船舶水污染物排放控制标准 (GB3552-2018)、《73/78 防污公约》、《国内航行海船法定检验技术规则》(2020 年) | / | 石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ | 船舶污染物的排放 |
| 船舶生活垃圾 | | | 食品废弃物, 在距最近陆地 3 海里以内 (含) 的海域, 应收集运回陆地处理; 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。其他固体废弃物收集排入接受设施 | 船舶产生的船舶垃圾 |
| 船舶生产垃圾 | | | 禁止投入海域 | 船舶污染物的处置 |
| 船舶生活污水 | | | BOD ₅ $\leq 50\text{mg/L}$ SS $\leq 150\text{mg/L}$ 耐热大肠菌群数 ≤ 2500 个/L | 2012 年 1 月 1 日前安装 (含更换) 生活污水处理装置的船舶距岸 3 海里以内 (含) 生活污水排放 |
| | BOD ₅ $\leq 25\text{mg/L}$ SS $\leq 35\text{mg/L}$ 耐热大肠菌群数 ≤ 1000 个/L COD _{Cr} $\leq 125\text{mg/L}$ PH:6~8.5 总氯 (总余氯) 0.5 mg/L | 2012 年 1 月 1 日及以后安装 (含更换) 生活污水处理装置的船舶距岸 3 海里以内 (含) 生活污水排放 | | |

| | | | |
|--|--|--|---------------------------------|
| | | 使用设备打碎固形物和消毒后排放；船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率 | 3海里 < 距岸最近距离 ≤ 12海里的海域内船舶生活污水排放 |
| | | 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 | 距岸最近距离 > 12海里海域的船舶生活污水排放 |

2.2 工程地理位置

调整井项目涉及的恩平 24-2 油田、恩平 23-1 油田群和恩平 18-1 油田位于中国南海珠江口盆地，统称为恩平油田群。恩平 24-2 油田东北距香港约***km，距陆地最近约 180km（西北），地理位置为东经***~***、北纬***~***，所在海域水深约 86~96m。恩平 23-1 油田群东北距香港约*** km，距岸最近距离约***km（西北），地理位置为东经***~***、北纬***~***，所在海域水深约 85m~96m。恩平 18-1 油田北距香港约***km，位于恩平 24-2 油田东北***km 处，油田区域水深约 90~95m。

地理位置见图 2-2。

图 2-2 地理位置图

2.3 现有工程概况

恩平 24-2 油田主要工程设施包括一座恩平 24-2 钻采生产平台（简称 EP24-2DPP）和一艘浮式生产储油装置（简称 HYSY118 FPSO），以及一条海底混输管道（EP24-2DPP → HYSY118FPSO）和一条海底复合电缆（HYSY118FPSO → EP24-2DPP），工程于 2014 年 10 月投产。

恩平 23-1 油田群和恩平 18-1 油田依托 HYSY118FPSO 开发，工程设施包括一座恩平 23-1 钻采生产平台（简称 EP23-1DPP）、一座恩平 18-1 井口平台（简称 EP18-1WHPA）、二条海底混输管道（EP23-1DPP → HYSY118FPSO、EP18-1WHPA → EP24-2DPP）、三条海底复合电缆（HYSY118FPSO → EP24-2DPP、EP24-2DPP → EP23-1DPP、EP24-2DPP → EP18-1WHPA），EP18-1WHPA 于 2016 年 9 月投产，EP23-1DPP 于 2017 年 1 月投产。

EP24-2DPP 平台所产物流经油气水分离后，分离出含水约 20%的原油与天然气一起通过海底管道输至 HYSY118FPSO 上进一步处理、储存和外输；分离出来的含油生产

水进入生产水处理系统处理达标后排海。

EP23-1 DPP 平台各生产井产液经生产管汇汇合后，进入平台生产分离器进行油、气、水三相分离，分离出的含水 30% 的原油经海底管道送至 HYSY118FPSO 上进一步的处理、储存和外输。EP18-1 WHPA 平台各生产井所产物流经生产管汇汇合后，进入平台生产分离器进行油、气、水三相分离，分离出的含水 40% 的原油经新建海底管道输送至 EP24-2DPP 平台后，与 EP24-2DPP 物流混合，再经生产分离器处理成含水 20% 的原油后输送至 HYSY118FPSO 进行进一步的油气水处理、储存和外输。

恩平油田群设施布置图见图 2-3，油田群物流走向图见图 2-4。

图 2-3 恩平油田群海上设施布置示意图

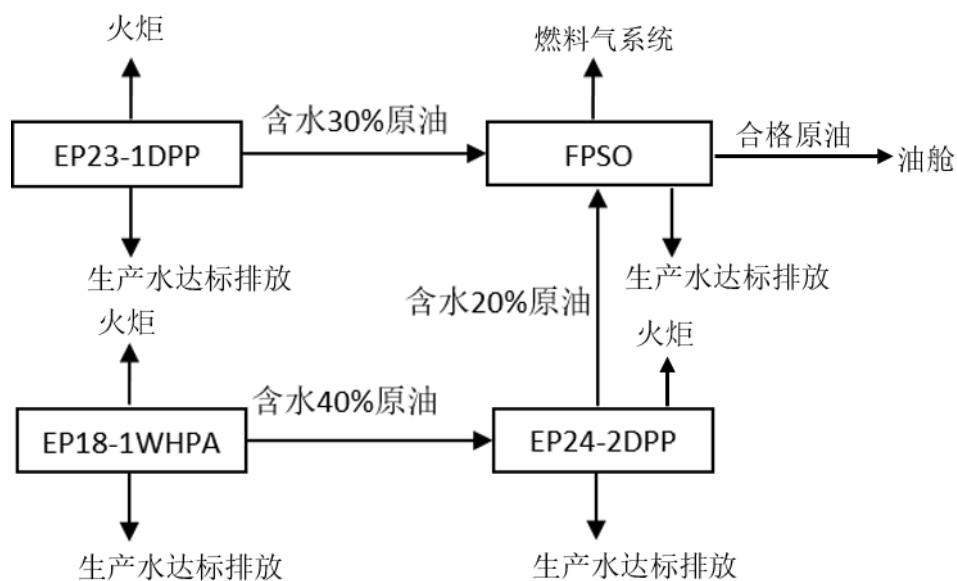


图 2-4 恩平油田群物流走向图

2.3.1 涉及的主要工程设施

2.3.1.1 HYSY118FPSO

HYSY118FPSO 是一艘 15 万吨级浮式生产储油装置，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、130 人生活楼等。原油设计处理能力为***m³/d，生产水设计处理能力为***m³/d，液量设计处理能力为*** m³/d。设计寿命为

30 年，投产时间为 2014 年 10 月。

2.3.1.2 EP24-2DPP 平台

EP24-2DPP 平台是一座 8 腿导管架钻采生产平台。平台上设有 25 个井槽，现共有生产井 25 口井，原预留井槽已全部用完，本次新增 4 个井槽；采用平台钻机钻完井、修井和后期调整井作业；设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 148 人生活楼等。原油设计处理能力为***m³/d，生产水设计处理能力为*** m³/d，液量设计处理能力为***m³/d。设计寿命为 25 年，投产时间为 2014 年 10 月。

2.3.1.3 EP23-1DPP 平台

EP23-1DPP 平台是一座 8 腿导管架钻采生产平台。平台上设有 20 个井槽，已钻 17 口生产井，剩余 3 个井槽；本次利用老井侧钻实施 6 口调整井，采用平台钻机钻完井、修井和后期调整井作业；设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 140 人生活楼等。原油设计处理能力为***m³/d，生产水设计处理能力为*** m³/d，液量设计处理能力为*** m³/d。设计寿命为 20 年，投产时间为 2017 年 1 月。

2.3.1.4 EP18-1WHPA 平台

EP18-1WHPA 平台是一座 8 腿导管架井口平台。平台上设有 20 个井槽，现有生产井 20 口井，原预留井槽已全部用完，本次新增 6 个井槽；采用平台钻机钻完井、修井和后期调整井作业；设有原油生产处理设施、生产水处理设施和 130 人生活楼等。原油设计处理能力为 2500m³/d，生产水设计处理能力为 24000 m³/d，液量设计处理能力为 25500 m³/d。设计寿命为 20 年，投产时间为 2016 年 9 月。

2.3.2 主要公用及环保设施

HYSY118FPSO 和 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1 DPP 平台与调整井项目相关的现有主要公用设施和环保设施详见表 2-4 和表 2-5。

表 2-4 主要公用设施一览表

| 序号 | 设施 | 公用设施 |
|----|-------------|--------|
| 1 | HYSY118FPSO | 吊机 |
| 2 | | 电气系统 |
| 3 | | 电站系统 |
| 4 | | 安全救生系统 |
| 5 | | 消防系统 |
| 6 | | 生活楼 |
| 7 | | 淡水系统 |

| | | |
|----|-------------|--------|
| 8 | | 海水系统 |
| 9 | EP24-2DPP | 吊机 |
| 10 | | 生活楼 |
| 11 | | 淡水系统 |
| 12 | | 海水系统 |
| 13 | | 消防系统 |
| 14 | | 安全救生系统 |
| 15 | EP23-1 DPP | 吊机 |
| 16 | | 生活楼 |
| 17 | | 淡水系统 |
| 18 | | 海水系统 |
| 19 | | 消防系统 |
| 20 | | 安全救生系统 |
| 21 | EP18-1 WHPA | 吊机 |
| 22 | | 生活楼 |
| 23 | | 淡水系统 |
| 24 | | 海水系统 |
| 25 | | 消防系统 |
| 26 | | 安全救生系统 |

表 2-5 主要环保设施一览表

| 序号 | 设施名称 | 环保设施 | 数量 |
|----|-------------|-----------|-----|
| 1 | HYSY118FPSO | 生产水处理系统 | 1 套 |
| 2 | | 开式排放系统 | 1 套 |
| 3 | | 闭式排放系统 | 1 套 |
| 4 | | 火炬系统 | 1 套 |
| 5 | | 生活污水处理系统 | 1 套 |
| 6 | | 固体废弃物收集系统 | 1 套 |
| 7 | EP24-2DPP | 生产水处理系统 | 1 套 |
| 8 | | 开式排放系统 | 1 套 |
| 9 | | 闭式排放系统 | 1 套 |
| 10 | | 火炬系统 | 1 套 |
| 11 | | 生活污水处理装置 | 1 套 |
| 12 | | 固体废弃物收集系统 | 1 套 |
| 13 | EP23-1 DPP | 生产水处理系统 | 1 套 |
| 14 | | 开式排放系统 | 1 套 |
| 15 | | 闭式排放系统 | 1 套 |
| 16 | | 火炬系统 | 1 套 |
| 17 | | 生活污水处理装置 | 1 套 |
| 18 | | 固体废弃物收集系统 | 1 套 |
| 19 | EP18-1 WHPA | 生产水处理系统 | 1 套 |
| 20 | | 开式排放系统 | 1 套 |
| 21 | | 闭式排放系统 | 1 套 |
| 22 | | 火炬系统 | 1 套 |
| 23 | | 生活污水处理装置 | 1 套 |
| 24 | | 固体废弃物收集系统 | 1 套 |

2.3.3 工艺流程

2.3.3.1 HYSY118FPSO 工艺流程

(1) 原油处理系统

恩平油田群各平台生产物流输送至 HYSY118FPSO 后首先进入合格原油/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，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。HYSY118FPSO 原油处理工艺流程见图 2-5。

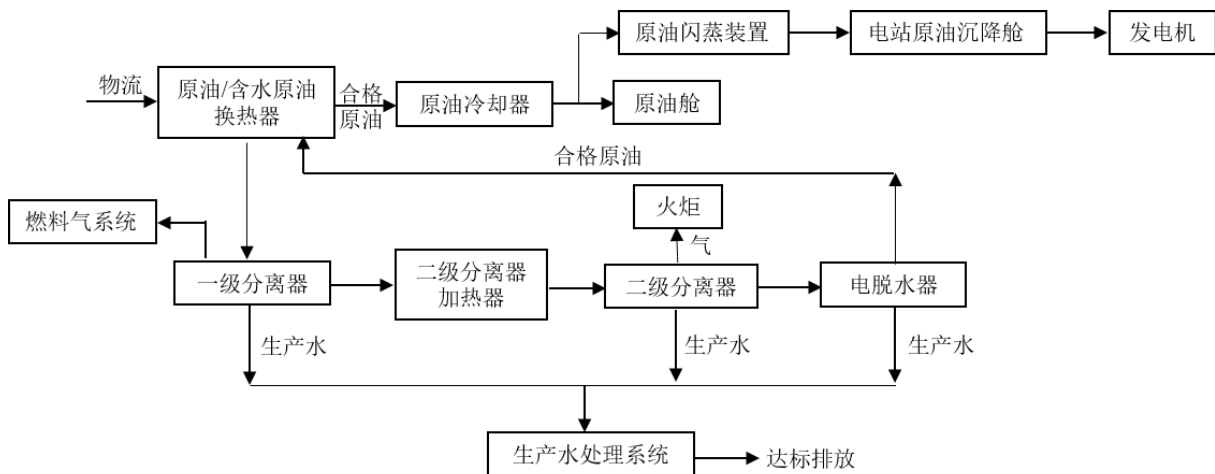


图2-5 HYSY118FPSO原油处理工艺流程

(2) 生产水处理系统

HYSY118FPSO 上设有生产水舱，含油生产水首先进入生产水舱，然后通过两级串联紧凑式气浮进行处理，处理达标后的含油生产水（即含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）排海，从两级串联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。

HYSY118FPSO 生产水处理工艺流程见图 2-6。

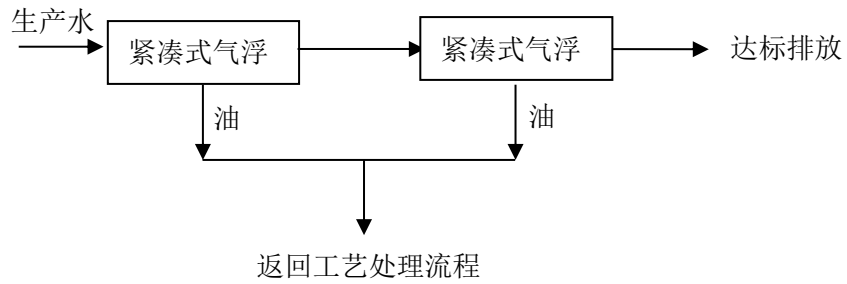


图2-6 HYSY118FPSO生产水处理工艺流程

2.3.3.2 EP24-2DPP 工艺流程

(1) 主工艺系统

EP24-2DPP 平台的单井所产物流经生产管汇汇合后，进入生产分离器进行油、气、水三相分离，分离出来的含油生产水进入生产水系统进行处理，分离出来含水约 20% 的含水原油通过管道输到 HYSY118FPSO 进一步处理。EP24-2DPP 平台生产工艺流程示意图见图 2-7。

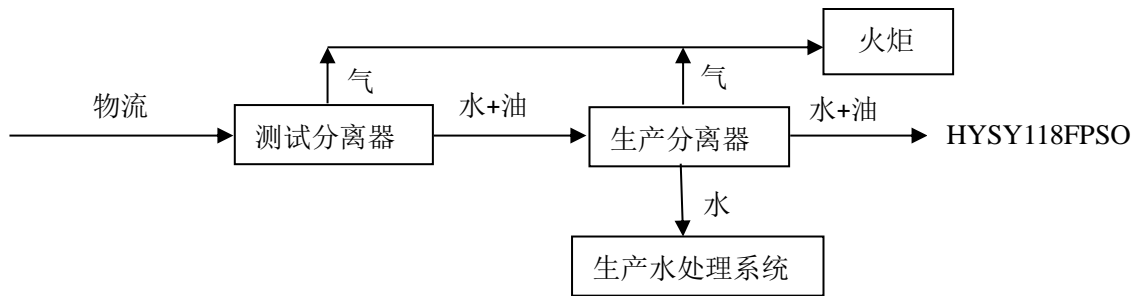
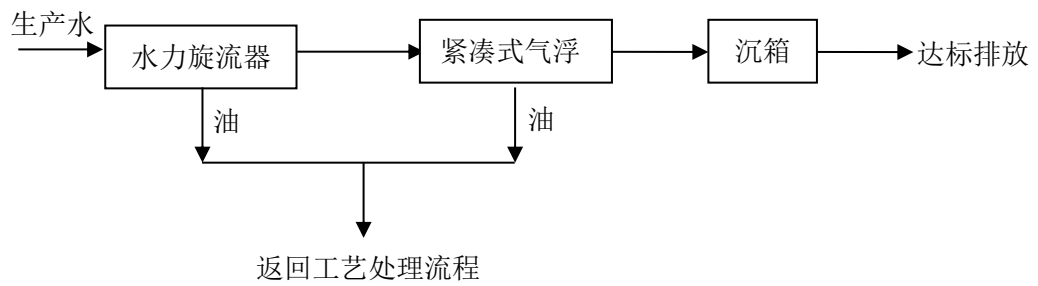


图 2-7 EP24-2DPP 生产工艺处理流程

(2) 生产水处理系统

EP24-2DPP 平台含油生产水的处理采用“水力旋流器+紧凑式气浮”两级处理流程。处理达标后的含油生产水（即含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）进入开排沉箱进一步缓冲除油后排海。水力旋流器及紧凑式气浮分离出的污油流入污油罐中，由污油泵打回工艺系统。EP24-2DPP 平台生产水处理流程见图 2-8。



2-8 EP24-2DPP 生产水处理流程

2.3.3.3 EP23-1DPP 工艺流程

(1) 主工艺系统

EP23-1DPP 平台各井所产流体在生产管汇汇合后进入生产分离器进行油气水分离，分离出来的生产水进入生产水系统进行处理，分离出的天然气去火炬燃烧放空，分离出含水 30%的原油经海底管道输送至 HYSY118FPSO 进一步的油气水处理、储存和外输。EP23-1DPP 平台生产工艺流程见图 2-9。

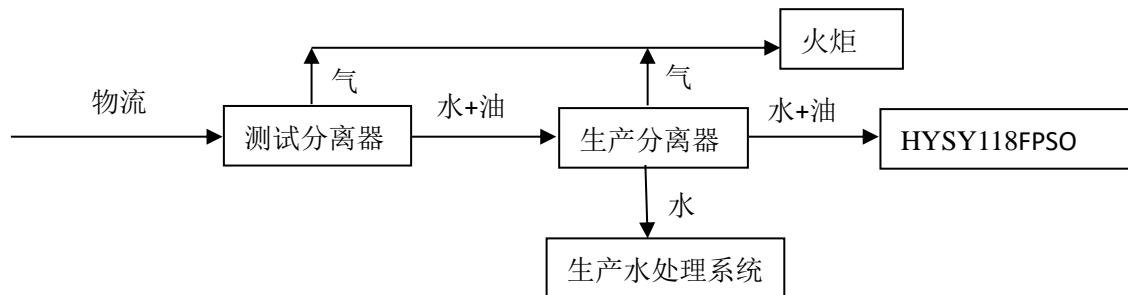


图 2-9 EP23-1DPP 生产工艺处理流程

(2) 生产水处理系统

EP23-1DPP 平台生产水系统采用“水力旋流器+立式旋流气浮”两级处理流程，处理达标后的含油生产水（即含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）进入开排沉箱进一步缓冲除油后排海。水力旋流器及紧凑式气浮分离出的污油流入污油罐中，由污油泵打回工艺系统。EP23-1DPP 平台生产水处理流程见图 2-10。

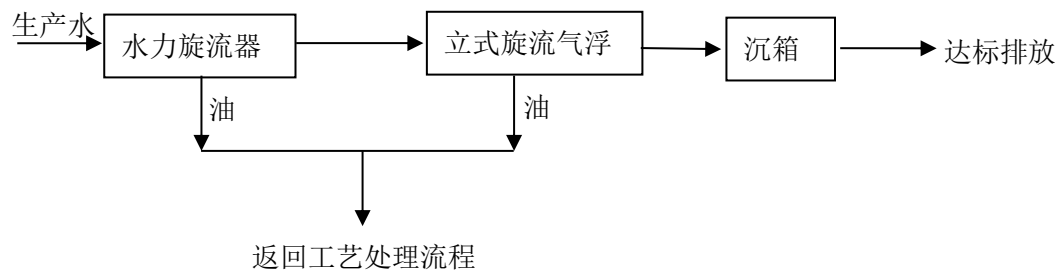


图 2-10 EP23-1DPP 生产水工艺处理流程

2.3.3.4 EP18-1WHPA 工艺流程

(1) 主工艺流程

EP18-1WHPA 平台各井所产流体在生产管汇汇合后进入生产分离器进行油气水分离，分离出来的生产水进入生产水系统进行处理，分离出天然气进入火炬系统燃烧，分离出含水 40%的原油由外输泵增压后，经海底管线输送至 EP24-2DPP 平台，与 EP24-2DPP 平台物流混合，经生产分离器处理为含水 20%后输送至 HYSY118FPSO 进行进一步的油气水处理、储存和外输。EP18-1WHPA 平台生产工艺流程见图 2-11。

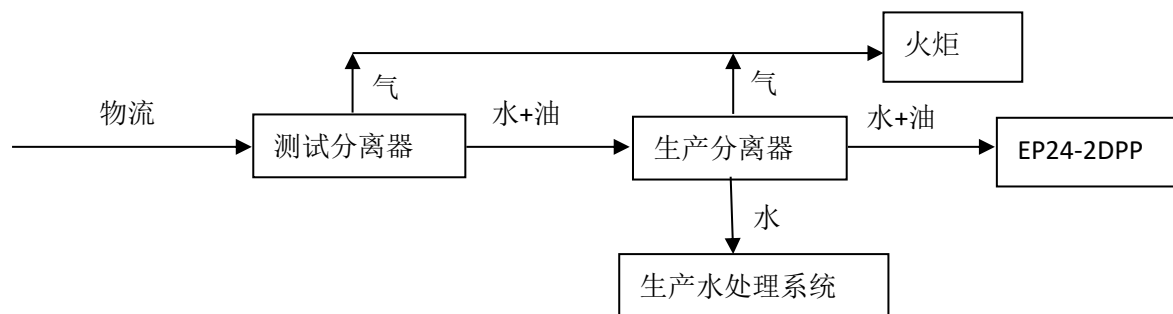


图 2-11 EP18-1WHPA 生产工艺处理流程

(2) 生产水处理流程

EP18-1WHPA 平台生产污水系统采用“斜板除油器+溶气气浮”的两级处理流程，处理达标后的含油生产水（即含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）进入开排沉箱进一步缓冲除油后排海。斜板除油器及溶气气浮分离出的污油流入污油罐中，由污油泵打回工艺系统。EP18-1WHPA 平台生产水处理流程见图 2-12。

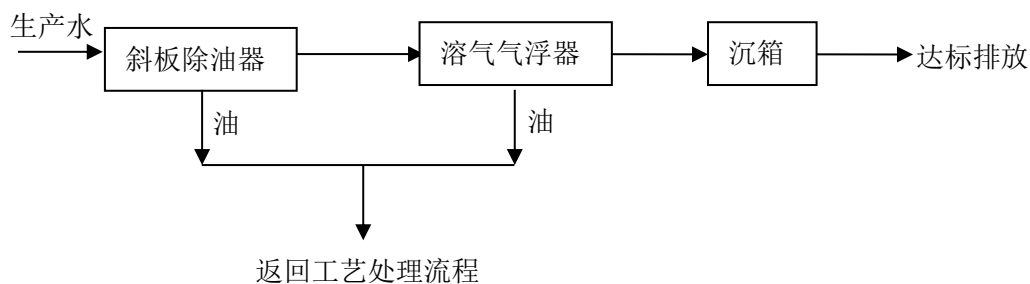


图 2-12 EP18-1WHPA 生产水处理流程

2.3.4 环保程序执行情况

《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》于 2013 年 5 月获得国家海洋局的核准（国海环字[2013]272 号，2013 年 5 月 14 日），恩平 24-2 油田于 2014 年 10 月投产。

恩平 23-1 油田群（包含恩平 18-1 油田）依托 EP24-2DPP 平台和 HYSY118FPSO 开发，《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》于 2015 年 5 月获得国家海洋局的核准（国海环字[2015]226 号，2015 年 5 月 20 日），EP18-1WHPA 于 2016 年 9 月投产，EP23-1DPP 于 2017 年 1 月投产。

HYSY118FPSO 总量控制指标为：生产水排放总量为***，石油烃排放量为***；排污混合区为以排放口为中心 1km 半径以内的海域。EP24-2DPP 总量控制指标为：生产水排放总量为***，石油烃排放量为***t/a；排污混合区为以排放口为中心 1km 半径以内的海域。

与调整井项目相关的环境影响报告书核准意见的批复及竣工验收情况见表 2-6，相关文件见附件。环评报告书批复要求及落实情况见表 2-7，环境影响报告书及批复文件中提出的环保措施和管理要求均得到了落实。

表 2-6 调整井项目环评批复及竣工验收一览表

| 工程设施 | 环评报告书 | 环评批复 | 竣工验收 |
|-------------------------------------|-------------------------|--|---|
| EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 及之间海底管道和电缆 | 《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》 | 于 2013 年 5 月 14 日获得国家海洋局的核准（国海环字[2013]272 号） | 2014 年 9 月 26 日，国家海洋局对环保设施进行了现场检查，已配备到位，符合环评报告书要求，以国海环字[2014]560 号文准予投入试运行；2016 年 11 月 8 日国家海洋局以海办环字[2016]670 号文同意恩平 24-2 油田环保设施竣工验收延期进行。 |

| | | | |
|--------------------------------------|----------------------------|--|--|
| EP23-1DPP 平台、EP18-1WHPA 平台及之间海底管道和电缆 | 《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》 | 于 2015 年 5 月 20 日获得国家海洋局的核准（国海环字[2015]226 号） | 2016 年 8 月 26 日，国家海洋局对环保设施进行了现场检查，已配备到位，符合环评报告书要求（国海环字[2016]368 号文）；2017 年 1 月 18 日国家海洋局以海办环字[2017]19 号文同意恩平 23-1 油田群环保设施竣工验收工作延期进行。 |
|--------------------------------------|----------------------------|--|--|

表 2-7 环评报告书批复要求及落实情况

| 报告书 | 批复要求 | 落实情况 |
|--|---|-----------------------------------|
| 《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》 | 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。 | 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。 |
| | 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。 | 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。 |
| | 切实落实生态环保措施，施工作业应尽量避免主要经济鱼类产卵场，并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。 | 严格落实了生态环保措施。 |
| | 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。 | 建设单位编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。 |
| | 切实落实风险防范措施和应急措施，工程投产前，应编制本工程的溢油应急计划，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。 | 建设单位编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。 |
| | 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。 | 严格落实了该项意见。 |
| | 严格执行污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后，EP24-2DPP 平台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 EP24-2DPP 平台外缘为中心 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，排污混合区为以 FPSO 外缘为中心 500 米半径以内的海域。 | 工程在运行过程中严格执行已批复的排海总量。 |
| 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。 | 严格落实了该项意见。 | |
| 《恩平 23-1 油田群总体开发工程环 | 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 | 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 |

| | | |
|---------|---|-------------------------------|
| 境影响报告书》 | 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。 | 排放。 |
| | 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。 |
| | 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。 | 严格落实了生态环保措施。 |
| | 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。 | 建设单位制订了海底管道巡检制度，并采取了管道防护措施。 |
| | 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。 | 建设单位编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部門登记备案。 |
| | 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。 | 严格落实了该项意见。 |
| | 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。 | 严格落实了该项意见。 |

2.3.5 环保设施运行及污染物排放情况回顾

2.3.5.1 生产水排放及其处理设施运行情况回顾

HYSY118FPSO、EP24-2DPP 平台、EP23-1DPP 平台和 EP18-1WHPA 平台生产水排放情况见表 2-8。

表 2-8 生产水排放情况

| 时间 | HYSY118FPSO | | EP24-2DPP 平台 | | EP23-1DPP 平台 | | EP18-1WHPA 平台 | |
|---------|------------------------|-------------|------------------------|-------------|------------------------|-------------|------------------------|-------------|
| | 日排水量 (m ³) | 含油浓度 (mg/L) | 日排水量 (m ³) | 含油浓度 (mg/L) | 日排水量 (m ³) | 含油浓度 (mg/L) | 日排水量 (m ³) | 含油浓度 (mg/L) |
| 2018.01 | 2829.19 | 13.81 | 9360.00 | 17.58 | / | / | / | / |
| 2018.02 | 2977.61 | 13.94 | 10555.20 | 17.82 | / | / | / | / |
| 2018.03 | 1893.9 | 13.41 | 11071.20 | 16.06 | 1375.93 | 11.23 | / | / |
| 2018.04 | 1850.69 | 13.68 | 11965.30 | 15.27 | 1548.95 | 14.10 | / | / |
| 2018.05 | 1588.40 | 13.22 | 12272.30 | 16.71 | 2101.53 | 16.29 | / | / |
| 2018.06 | 1284.80 | 14.25 | 13082.10 | 17.00 | 1578.00 | 14.80 | / | / |
| 2018.07 | 1355.70 | 14.11 | 13382.80 | 18.19 | 2417.47 | 17.12 | / | / |
| 2018.08 | 1335.90 | 13.78 | 14406.00 | 17.19 | 2124.96 | 14.19 | / | / |

| | | | | | | | | |
|---------|---------|-------|----------|-------|---------|--------|---------|-------|
| 2018.09 | 1889.90 | 12.90 | 15060.30 | 16.74 | 1755.72 | 11.60 | / | / |
| 2018.10 | 2170.80 | 13.26 | 14605.60 | 17.07 | 2660.30 | 15.65 | / | / |
| 2018.11 | 2667.44 | 13.91 | 17125.70 | 18.9 | 1452.50 | 8.87 | / | / |
| 2018.12 | 1159.00 | 13.94 | 22407.70 | 18.06 | 3678.40 | 19.27 | / | / |
| 2019.01 | 2661.03 | 13.52 | 21185.70 | 17.77 | 3748.20 | 18.55 | / | / |
| 2019.02 | 3062.75 | 13.69 | 19552.60 | 16.96 | 3219.57 | 13.875 | / | / |
| 2019.03 | 2945.16 | 13.87 | 18777.40 | 16.87 | 3954.40 | 18.70 | / | / |
| 2019.04 | 2899.23 | 14.43 | 18770.40 | 16.03 | 4178.50 | 17.00 | / | / |
| 2019.05 | 2484.14 | 13.62 | 17431.00 | 17.24 | 4335.01 | 17.42 | 1201.80 | 5.55 |
| 2019.06 | 2315.23 | 14.04 | 18334.10 | 17.87 | 4958.05 | 16.10 | 1126.00 | 9.27 |
| 2019.07 | 2312.52 | 15.78 | 18212.30 | 18.42 | 4726.15 | 15.10 | 1347.20 | 9.42 |
| 2019.08 | 1764.32 | 16.10 | 18190.50 | 16.94 | 4825.40 | 16.58 | 1479.80 | 8.51 |
| 2019.09 | 1315.50 | 17.59 | 19520.80 | 18.13 | 4982.99 | 14.77 | 1868.10 | 12.78 |
| 2019.10 | 995.00 | 17.13 | 19596.60 | 16.86 | 5116.97 | 15.48 | 2013.96 | 12.38 |
| 2019.11 | 1479.00 | 18.78 | 18820.60 | 18.00 | 5126.14 | 15.94 | 2043.05 | 11.39 |
| 2019.12 | 1272.00 | 19.00 | 19039.30 | 19.10 | 5257.95 | 17.07 | 1991.93 | 13.46 |
| 最小值 | 995.00 | 12.90 | 9360.00 | 15.27 | 1375.93 | 8.87 | 1126.00 | 5.55 |
| 最大值 | 2977.61 | 19.00 | 22407.70 | 19.10 | 5257.95 | 19.27 | 2043.05 | 13.46 |

备注：EP18-1WHPA 在 2019 年 5 月之前，生产水产生量较少，直接输送至 HYSY118FPSO 处理，因此，生产水处理系统未投入使用。

由表 2-8 可见，HYSY118FPSO 排放生产水含油浓度最大为 19mg/L，月均排放浓度在 12.9mg/L~19mg/L 之间；EP24-2DPP 平台排放生产水含油浓度最大为 19.1mg/L，月均排放浓度在 15.27mg/L~19.1mg/L 之间；EP23-1DPP 平台排放生产水含油浓度最大为 19.27mg/L，月均排放浓度在 8.87mg/L~19.27mg/L 之间；EP18-1WHPA 平台排放生产水含油浓度最大为 13.46mg/L，月均排放浓度在 5.55mg/L~13.46mg/L 之间，均低于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放要求（生产水含油浓度一次容许值≤65mg/L，月平均值≤45mg/L），符合海洋局环评报告核准批复文件的要求。HYSY118FPSO、EP24-2DPP 平台、EP23-1DPP 平台和 EP18-1WHPA 平台生产水处理装置运行正常，工作效率良好。

2.3.5.2 生活污水排放及其处理设施运行情况回顾

HYSY118FPSO、EP24-2DPP 平台、EP23-1DPP 平台和 EP18-1WHPA 平台生活污水排放情况见表 2-9。

表 2-9 生活污水排放情况

| 时间 | HYSY118FPSO | | EP24-2DPP 平台 | | EP23-1DPP 平台 | | EP18-1WHPA 平台 | |
|---------|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|-----------------------|--------------|
| | 日排水量(m ³) | COD 浓度(mg/L) | 日排水量(m ³) | COD 浓度(mg/L) | 日排水量(m ³) | COD 浓度(mg/L) | 日排水量(m ³) | COD 浓度(mg/L) |
| 2018.01 | 14.60 | 17.2 | 6.60 | 177.4 | 29.81 | 43 | 50.30 | 480 |

| | | | | | | | | |
|---------|-------|------|-------|-------|-------|------|-------|------|
| 2018.02 | 12.80 | 415 | 4.80 | 202 | 21.00 | 388 | 40.10 | 269 |
| 2018.03 | 13.60 | 489 | 7.40 | 145 | 17.97 | 428 | 37.60 | 89 |
| 2018.04 | 15.30 | 419 | 7.50 | 108 | 22.40 | 235 | 30.90 | 325 |
| 2018.05 | 13.70 | 16.6 | 6.60 | 174.8 | 23.03 | 73 | 19.70 | 482 |
| 2018.06 | 11.20 | 94.4 | 12.60 | 200 | 23.10 | 108 | 17.70 | 175 |
| 2018.07 | 9.70 | 85.6 | 9.50 | 250 | 20.26 | 114 | 19.80 | 131 |
| 2018.08 | 14.10 | 480 | 8.50 | 195.5 | 21.23 | 243 | 14.90 | 388 |
| 2018.09 | 14.90 | 77.1 | 12.20 | 179.8 | 21.22 | 64.2 | 26.90 | 78.9 |
| 2018.10 | 14.60 | 123 | 13.70 | 172.8 | 31.45 | 93.3 | 29.40 | 407 |
| 2018.11 | 14.10 | 162 | 14.10 | 142.3 | 37.30 | 159 | 35.30 | 153 |
| 2018.12 | 13.90 | 14 | 12.40 | 167 | 40.70 | 38 | 41.60 | 79 |
| 2019.01 | 13.20 | 56.1 | 13.50 | 160 | 42.73 | 122 | 30.20 | 50 |
| 2019.02 | 11.30 | 247 | 12.10 | 155.5 | 38.05 | 85 | 19.30 | 433 |
| 2019.03 | 13.30 | / | 11.30 | 203.5 | 38.98 | 46 | 29.30 | 191 |
| 2019.04 | 12.20 | 119 | 12.40 | 151.5 | 28.10 | 92 | 21.60 | 96 |
| 2019.05 | 12.60 | 202 | 12.90 | 264 | 22.10 | 72 | 25.10 | 110 |
| 2019.06 | 12.10 | 34 | 13.50 | 265.8 | 26.29 | 120 | 21.50 | 196 |
| 2019.07 | 10.20 | 17 | 9.90 | 203.8 | 27.65 | 44 | 35.40 | 420 |
| 2019.08 | 11.50 | 52 | 12.70 | 188.5 | 42.76 | 91 | 33.20 | 275 |
| 2019.09 | 13.00 | 24 | 11.50 | 183.3 | 33.98 | 38 | 25.30 | 368 |
| 2019.10 | 12.03 | 78 | 10.39 | 16 | 34.16 | 73 | 28.06 | 433 |
| 2019.11 | 17.63 | 19 | 9.90 | 25 | 25.90 | 160 | 38.70 | 278 |
| 2019.12 | 13.16 | 211 | 9.45 | 44 | 28.16 | 78 | 39.61 | 250 |
| 最小值 | 9.70 | 14 | 4.80 | 16 | 21 | 38 | 14.90 | 50 |
| 最大值 | 17.63 | 489 | 14.10 | 265.8 | 42.76 | 428 | 50.30 | 480 |

由表 2-9 可见，HYSY118FPSO 生活污水 COD 排放浓度在 14mg/L~489mg/L 之间；EP24-2DPP 生活污水 COD 排放浓度在 16mg/L~265.8mg/L 之间；EP23-1DPP 平台生活污水 COD 排放浓度在 38mg/L~428mg/L 之间；EP18-1WHPA 平台生活污水 COD 排放浓度在 50mg/L~480mg/L 之间，FPSO 及各平台生活污水 COD 排放浓度均低于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级排放标准要求（COD 排放浓度≤500mg/L），生活污水处理系统运行正常。

2.4 调整井工程概况与工程分析

为了使油田持续高产稳产，通过对油田地质开发特征的研究探索，本次调整井项目计划2020-2023年在EP24-2DPP平台实施13口调整井，其中4口采用新加井槽新钻井方式（EP24-2-A26、EP24-2-A27、EP24-2-A28P1/A28H、EP24-2-A29P1/A29H），9口采用老井侧钻方式完成（EP24-2-A3H1、EP24-2-A4H1、EP24-2-A6H1、EP24-2-A10H1、EP24-2-A14H1、EP24-2-A15H1、EP24-2-A17H1、EP24-2-A19H1、EP24-2-A20H1）；2020-2023

年在EP18-1WHPA平台实施13口调整井，其中6口井采用新加井槽新钻井方式（A21H、A22（注水井）、A23（注水井）、A24H、A25H、A26H），7口井采用老井侧钻方式完成（A1H1、A6M、A8H1、A9H1、A11H1、A12H1、A13H1）；在2021-2023年在EP23-1DPP平台实施6口调整井，全部采用老井侧钻方式完成（EP23-1-A1H1、EP23-1-A3H1、EP23-1-A7H1、EP23-2-A1H1、EP23-2-A3H1、EP23-7-A2H1）。

本次调整井项目主要是实施调整井工程及进行适应性改造，并计划对EP24-2DPP平台、FPSO生活污水处理系统进行升级改造，不涉及其他现有平台、FPSO生产设施和环保设施的新建及改造。

2.4.1 建设方案

调整井项目计划在 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台和 EP23-1DPP 平台分别实施 13 口调整井、13 口调整井和 6 口调整井，所产物流依托 HYSY118FPSO、EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台和 EP23-1DPP 平台现有设施进行处理。

2.4.1.1 调整井平面布置

本次调整井工程（32 口调整井）基本情况见下表。

表 2-10 调整井工程概况

| | 平台 | 调整井井数 | 调整井井名 |
|-------------|---------------|--------|---|
| 侧 钻 井 | EP24-2DPP 平台 | 9 口采油井 | EP24-2-A3H1、EP24-2-A4H1、EP24-2-A6H1、 EP24-2-A10H1、EP24-2-A14H1、 EP24-2-A15H1、EP24-2-A17H1、EP24-2-A19H1、 EP24-2-A20H1 |
| | EP23-1DPP 平台 | 6 口采油井 | EP23-1-A1H1、EP23-1-A3H1、EP23-1-A7H1、 EP23-2-A1H1、EP23-2-A3H1、EP23-7-A2H1 |
| | EP18-1WHPA 平台 | 7 口采油井 | A1H1、A6M、A8H1、A9H1、A11H1、A12H1、 A13H1 |
| 新 钻 井 | EP24-2DPP 平台 | 4 口采油井 | EP24-2-A26、EP24-2-A27、EP24-2-A28P1/A28H、 EP24-2-A29P1/A29H |
| | EP18-1WHPA 平台 | 4 口采油井 | A21H、A24H、A25H、A26H |
| | | 2 口注水井 | A22、A23 |

(1) EP24-2DPP 平台

EP24-2DPP 平台共有 25 个井槽，现共有生产井 25 口井，目前平台已无剩余空井槽，调整井项目共实施 13 口调整井（全部为生产井），其中新加 4 个井槽实施 4 口井

(EP24-2-A26、EP24-2-A27、EP24-2-A28P1/A28H、EP24-2-A29P1/A29H)，利用老井侧钻实施 9 口调整井 (EP24-2-A3H1、EP24-2-A4H1、EP24-2-A6H1、EP24-2-A10H1、EP24-2-A14H1、EP24-2-A15H1、EP24-2-A17H1、EP24-2-A19H1、EP24-2-A20H1)。

本工程计划新增井槽布置在平台甲板井口区第 2 第 3 排井口之间和第 4 第 5 排井口之间，其中第 2 第 3 排井口之间 1 口，第 4 第 5 排井口之间 3 口。井号分别为 EP24-2-A29 P1/A29 H、EP24-2-A26、EP24-2-A27、EP24-2-A28 P1/A28 H。井槽布置图见图 2-13。平台立面图见图 2-14。

图 2-13 EP24-2DPP 平台井槽布置图

本工程计划采用内挂方式新增 4 个井槽，新增 4 根隔水套管尺寸为 20" (508mm)。在导管架 EL. (+)9 000 水平层，内挂井槽的井口片与原平台结构采用焊接形式连接固定；在 EL. (-)14.500m、EL(-)38.500m 和 EL(-)63.500 m 水平层，通过管卡连接新增井口片结构与平台导管架结构。

本工程新增井口控制盘、生产测试管汇和化学药剂泵等，同时配套相应电气、仪控、暖通及安全等设备，并对相应的设备和管线进行改造，改造后满足新增调整井生产要求。为了布置新增井槽、新增调整井采油树和其它新增设备，需要底层甲板 (EL. +18.500m) 上方 EL. +21.500m 处新增一块甲板作为新增采油树操作台，尺寸为 14.000m ×9.800m；在 29.5m 甲板西北处新扩一块甲板(8.000m ×2.300m)用于放置两台中央空调室外机；在 29.5m 甲板西南处新扩一块甲板(10.750m ×3.850m)用于布置新增变频器间；在 25m 甲板南侧靠 4 轴位置新扩一块甲板，甲板尺寸 9.000m×3.500m，用于布置新增工作间，工作间尺寸为 9.000m×3.500m×4.500m；在 25m 甲板南侧靠 1 轴位置新扩一块甲板，甲板尺寸为 2.400m×3.500m，布置新增二氧化碳灭火装置。平台甲板布置图见图 2-15。

图 2-14 EP24-2DPP 平台立面图

图 2-15 (1) EP24-2DPP 平台上层甲板布置图 (EL. +34.500 m)

图 2-15 (2) EP24-2DPP 平台中层甲板/夹层布置图 (EL. +25.000 m /+29.500 m)

图 2-15 (3) EP24-2DPP 平台下层甲板布置图 (EL. +18. 500 m)

(2) EP18-1WHPA 平台

EP18-1WHPA 平台共有 20 个井槽，现共有生产井 20 口井，目前平台已无剩余空井槽，调整井项目共实施 13 口调整井，其中新加 6 个井槽实施 6 口井（A21H、A22（注水井）、A23（注水井）、A24H、A25H、A26H），利用老井侧钻实施 7 口调整井（A1H1、A6M、A8H1、A9H1、A11H1、A12H1、A13H1）。

本工程采用内挂方式新增 6 个井槽，新增 6 根隔水套管尺寸为 508mm。新增井槽布置在平台甲板井口区第 2 第 3 排井口之间和第 4 第 5 排井口之间，其中第 2 第 3 排井口之间布置 3 口，第 4 第 5 排井口之间布置 3 口。井槽布置图见图 2-16。

本工程在 EP18-1WHPA 平台上新增采油树、井口控制盘、生产测试管汇和化学药剂泵等，配套相应的电气、仪控、暖通及安全等设备，并对相应的设备和管线进行改造，改造后满足新增调整井生产要求。

为了布置新增采油树，需要在平台底层甲板（EL.+18.500m）上方 EL.+21.500m 处新增一块甲板作为新增采油树操作台，尺寸为 11.000m×12.000m。在 30m 甲板东南侧新扩一块甲板(尺寸 7.500m×2.300m)布置电潜泵。在 18.5m 甲板南侧靠 4 轴位置新增甲板和房间作为新的工作间，尺寸为 7.500m×3.500m×3.500m。甲板平面布置图见图 2-17。

图 2-16 EP18-1WHPA 平台井槽布置图

图 2-17 (1) EP18-1WHPA 平台上层甲板布置图 (EL. +35 000)

图 2-17 (2) EP18-1WHPA 平台中层甲板布置图 (EL. +25 500)

图 2-17 (3) EP18-1WHPA 平台下层甲板布置图 (EL. +18 500)

(3) EP23-1DPP 平台

EP23-1DPP 平台共有 20 个井槽，现共有生产井 17 口井，目前剩余 3 个空井槽，调整井项目实施 6 口调整井，全部利用老井侧钻实施（EP23-1-A1H1、EP23-1-A3H1、EP23-1-A7H1、EP23-2-A1H1、EP23-2-A3H1、EP23-7-A2H1），井槽布置图见图 2-18。

图 2-18 EP23-1DPP 平台井槽布置图

2.4.1.2 注水井

调整井工程在 EP18-1WHPA 平台新钻 2 口注水井 (A22、A23)，注水方式为自源封闭式注水，无地面注入水过滤、除氧、去含油等相关流程设备，采用 ZJ2-17 层水作为注水水源。ZJ2-17 地层垂深 2329.8 米，温度 115 °C，地层压力 22.5Mpa，该层水地层条件下悬浮物含量 <4.6mg/L，可满足井下助流注水要求，总矿化度为 40919mg/L，为 CaCl₂ 水型，与注入层水样没有明显差异，水源层与注入层水样配伍性良好，结垢量少 (<50mg/L 左右)，岩心渗透率伤害小 (<10%)。

表 2-11 注水井参数

EP18-1-A22 井拟采用的分层注水工艺共有两种：

第 1 种是自源封闭式，管柱图见图 2-19。通过电潜泵将井筒下部水源层中的地层水抽到 Y-TOOL 位置，通过堵头实现转向后将地层水回注到 3 个注入层中，实现自源封闭式分层同井抽注。

图 2-19 EP18-1-A22 井自源封闭式注水系统

第 2 种是共享水源式，管柱图见图 2-20。通过电潜泵将 EP18-1-A23 井井筒下部水源层中的地层水抽到采油树，在平台甲板上通过管线将水源井中的地层水引至注水井，将地层水回注到 3 个注入层中，实现共享水源式分层注水。

图 2-20 EP18-1-A22 井共享水源式注水系统

EP18-1-A23 井采用自源封闭式单层注水工艺，管柱图见图 2-21。通过电潜泵将井筒下部水源层中的地层水抽到泵头位置，通过堵头实现转向后将地层水回注到 1 个注水层中，实现自源封闭式单层同井抽注。

(3) EP23-1DPP

EP23-1DPP 平台实施的 6 口调整井设计总井深 19046 m，平均井深 3174m，采用老井侧钻方式完成。6 口调整井均为水平井，水平井段总长度为 3000m，平均水平井段长度为 500m。

- 井眼尺寸和套管程序

EP23-1DPP 平台 6 口调整井的套管程序见表 2-14。

表 2-14 EP23-1DPP 平台套管程序表

| 井名 | 24"隔水导管 | 17-1/2"井段 | | 12-1/4"井段 | | 8-1/2"井段 |
|----|-------------------------|-----------|------------------|-----------|----------------------|----------|
| | 锤入深度 (m) | 井深 (m) | 13-3/8"套管下深 (m) | 井深 (m) | 9-5/8"套管下深 (m) | 井深 (m) |
| | X-52, 245.6 lb/ft,壁厚 1" | | K55、68 lb/ft、BTC | | 3CrL80、47 lb/ft、BEAR | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

- 井身结构图

EP23-1DPP 平台 6 口井为老井开窗侧钻，井身结构基本类似，以 EP23-1-A7H1 为例。井身结构示意图见图 2-26。

图 2-26 EP23-1-A7H1 井身结构示意图

2.4.1.4 钻井液使用

本调整井工程全部使用水基钻井液。其中 12-1/4"井眼采用 PDF-PLUS/KCL 聚合物水基钻井液体系；8-1/2"井眼采用 UltraFlo 无固相水基钻井液体系。各井段钻井液主要性能见表 2-15。

表 2-15 各井段钻井液主要性能

| 井段 | 钻井液类型 | 密度(g/cm ³) | API FL(ml) | 粘度(s) |
|----|-------|------------------------|------------|-------|
| | | | | |
| | | | | |

2.4.1.5 调整井施工方案

(1) EP24-2DPP 平台

EP24-2DPP 平台共实施 13 口调整井，4 口井（EP24-2-A26、EP24-2-A27 EP24-2-A28 P1/A28 H、EP24-2-A29 P1/A29 H）采用平台新加井槽打桩方式和平台钻机完成，9 口井（EP24-2-A3H1、EP24-2-A4H1、EP24-2-A6H1、EP24-2-A10H1、EP24-2-A14H1、EP24-2-A15H1、EP24-2-A17H1、EP24-2-A19H1、EP24-2-A20H1）采用平台钻机对老井侧钻方式完成。

EP24-2DPP 平台主要包括平台改造、内置井槽安装、调整井钻完井施工。平台改造主要包括工艺设备管线改造、甲板安装等结构改造、变压器安装等电仪改造、中央空调等暖通设备改造等，改造主要在 25m 层、29.5m 层、18.5m 层甲板作业面实施。井槽安装主要包括前期准备、潜水人员、设备动员、井槽安装部位测量、井槽安装、清理施工现场等。调整井钻完井作业中新加槽口打桩锤入 24"隔水导管，钻 17-1/2"井眼，下/固 13-3/8"表层套管，钻 12-1/4"井眼，下/固 9-5/8"生产套管射孔完井，或者钻 8-1/2"井眼完钻下筛管裸眼完井的方式完成。老井侧钻采用切割回收老井 9-5/8"套管，下 13-3/8"套管斜向器，开窗侧钻 12-1/4"井眼，下入 9-5/8"套管，钻 8-1/2"井眼完钻下筛管裸眼完井的方式完成。

(2) EP18-1WHPA 平台

EP18-1WHPA 平台共实施 13 口调整井，6 口井（A21H、A22（注水井）、A23（注水井）、A24H、A25H、A26H）采用平台新加井槽打桩方式和平台钻机完成，7 口井（A1H1、A6M、A8H1、A9H1、A11H1、A12H1、A13H1）采用平台钻机对老井侧钻方式完成。

EP18-1WHPA 平台主要包括平台改造、内置井槽安装、调整井钻完井施工。平台改造主要包括工艺设备管线改造、甲板安装等结构改造、变压器安装等电仪改造、中央空调等暖通设备改造等，改造主要在 25.5m 层、18.5m 层甲板作业面实施。井槽安装主要包括前期准备、潜水人员、设备动员、井槽安装部位测量、井槽安装、清理施工现场等。调整井钻完井作业中新加槽口打桩锤入 24"隔水导管，钻 16"井眼，下/固 13-3/8"表层套管，钻 12-1/4"井眼，下/固 9-5/8"生产套管射孔完井，或者钻 8-1/2"井眼完钻下筛管裸眼完井的方式完成。老井侧钻采用切割回收老井 9-5/8"套管，下 13-3/8"套管斜向器，开窗侧钻 12-1/4"井眼，下入 9-5/8"套管，钻 8-1/2"井眼完钻下筛管裸眼完井的方式完成。

(3) EP23-1DPP 平台

EP23-1DPP 平台共实施 6 口调整井，采用老井侧钻方式完成，使用平台自带模块钻机。老井侧钻采用切割回收老井 9-5/8"套管，下 13-3/8"套管斜向器，开窗侧钻 12-1/4"井眼，下入 9-5/8"套管，钻 8-1/2"井眼完钻裸眼完井的方式完成。

2.4.1.6 调整井作业计划

(1) EP24-2DPP 平台

EP24-2DPP 平台计划 2020 年至 2023 年实施 13 口调整井，具体计划见表 2-16。

表 2-16 EP24-2DPP 调整井作业计划

| 年度 | 井数 | 井名 |
|----|----|----|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

调整井作业主要包括 EP24-2DPP 平台改造、井槽安装、钻完井作业等。平台改造需要***人，预计作业时间为***天。井槽安装需要***人，预计作业时间为***天。

EP24-2DPP 平台钻完井作业采用恩平 24-2 模块钻机进行，不新增施工作业船舶，单井钻完井作业时间约 32.5~40 天，调整井钻完井作业时间总计约***天，单井钻进时间平均约***天，参加钻完井作业的人数约***人。钻完井作业工期和钻进时间见表 2-17 和表 2-18。

表 2-17 钻完井作业工期表

| | | | | | | | |
|----------|--|--|--|--|--|--|--|
| 井名 | | | | | | | |
| 设计时间 (天) | | | | | | | |
| 井名 | | | | | | | |
| 设计时间 (天) | | | | | | | |
| 累计作业 (天) | | | | | | | |
| 平均周期 (天) | | | | | | | |

备注：钻完井作业工期不包含人员和设备的动复员时间。

表 2-18 单井钻进作业时间表

| | | | | | | | |
|------------------|--|--|--|--|--|--|--|
| 井名 | | | | | | | |
| 单井钻进 作业时间 (天) | | | | | | | |
| 井名 | | | | | | | |
| 单井钻进 作业时间 (天) | | | | | | | |
| 合计 (天) | | | | | | | |

备注：单井钻进作业时间从开钻起到完钻结束。

(2) EP18-1WHPA

EP18-1WHPA 平台计划 2020 年至 2023 年实施 13 口调整井，具体计划见表 2-19。

表 2-19 EP18-1WHPA 平台调整井作业计划

| 年度 | 井数 | 井名 |
|----|----|----|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

调整井工程主要包括 EP18-1WHPA 平台改造、井槽安装、钻完井作业。平台改造约需要***人，大概作业时间为***天。井槽安装约需要***人，大概作业时间为***天。

EP18-1WHPA 平台钻完井作业采用恩平 18-1 模块钻机进行，不新增施工作业船舶，单井钻完井作业时间约***天，调整井钻完井作业时间总计约***天，单井钻进时间平均约***天，参加钻完井作业的人数约***人。钻完井作业工期和钻进时间见表 2-20 和表 2-21。

表 2-20 钻完井作业工期

| | | | | | | | |
|----------|--|--|--|--|--|--|--|
| 井名 | | | | | | | |
| 设计时间 (天) | | | | | | | |
| 井名 | | | | | | | |
| 设计时间 (天) | | | | | | | |
| 累计作业 (天) | | | | | | | |
| 平均周期 (天) | | | | | | | |

备注：钻完井作业工期不包含人员和设备的动复员时间。

表 2-21 单井钻进作业时间

| | | | | | | | |
|--------------|--|--|--|--|--|--|--|
| 井名 | | | | | | | |
| 单井钻进作业时间 (天) | | | | | | | |
| 井名 | | | | | | | |
| 单井钻进作业时间 (天) | | | | | | | |
| 合计 (天) | | | | | | | |

备注：单井钻进作业时间从开钻起到完钻结束。

(3) EP23-1DPP

EP23-1DPP 平台计划 2021 年至 2023 年实施 6 口调整井，全部为老井眼侧钻，具体计划见表 2-22。

表 2-22 EP23-1DPP 平台调整井计划

| 年度 | 井数 | 井名 |
|----|----|----|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

EP23-1DPP 平台钻完井作业采用恩平 23-1 模块钻机进行，不新增施工作业船舶，单井钻完井作业时间约***天，调整井钻完井作业时间总计约***天，单井钻进时间平均约***天，参加钻完井作业的人数约***人。钻完井作业工期和钻进时间见表 2-23 和表 2-24。

表 2-23 钻完井作业工期

| | | | |
|----------|--|--|--|
| 井名 | | | |
| 设计时间 (天) | | | |
| 井名 | | | |
| 设计时间 (天) | | | |
| 累计作业 (天) | | | |
| 平均周期 (天) | | | |

备注：钻完井作业工期不包含人员和设备的动复员时间。

表 2-24 单井钻进作业时间

| | | | |
|--------------|-------------|-------------|-------------|
| 井名 | EP23-1-A1H1 | EP23-1-A3H1 | EP23-1-A7H1 |
| 单井钻进作业时间 (天) | 22 | 19 | 17 |
| 井名 | EP23-2-A1H1 | EP23-2-A3H1 | EP23-7-A2H1 |
| 单井钻进作业时间 (天) | 21 | 19 | 20 |
| 合计 (天) | 118 | | |

备注：单井钻进作业时间从开钻起到完钻结束。

2.5 油藏概况

2.5.1 生产物流特性

2.5.2 油田生产指标预测

本次调整井工程生产预测指标见表 2-25，EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台和 EP23-1DPP 平台生产预测指标见表 2-26，HYSY118FPSO 生产预测指标、恩平油田群生产水处理量和排放量见表 2-27。

表 2-25 调整井工程生产预测指标

表 2-26 (1) EP24-2DPP 平台调整井投产前后生产预测指标

表 2-26 (2) EP18-1WHPA 平台调整井投产前后生产预测指标

表 2-26 (3) EP23-1DPP 平台调整井投产前后生产预测指标

表 2-27 (1) HYSY118FPSO 调整井投产前后生产预测指标

表 2-27 (2) 调整井投产后恩平油田群生产水处理量和排放量表

2.5.3 调整井生产方案

本次 32 口调整井陆续投产后，不改变原有生产工艺流程，仅进行适应性改造。调整井建成投产后生产物流处理依托 EP24-2DPP 平台、EP18-1 WHPA 平台、EP23-1 DPP 平台和 HYSY118FPSO 上现有的计量集输和油、气、水处理设备，总体工艺流程保持不变。

EP23-1 DPP 平台各生产井产液经生产管汇汇合后，进入平台生产分离器进行油、气、水三相分离，分离出的含油生产水处理达标后排放，分离后含水 30%的原油经海底管道送至 HYSY118FPSO 上进行进一步的处理、储存和外输。EP18-1 WHPA 平台各生产井产液经生产管汇汇合后，进入平台生产分离器进行油、气、水三相分离，分离出的含油生产水处理达标后排放，分离出的含水 40%的原油经海底管道输送至 EP24-2DPP 平台。与 EP24-2DPP 物流混合，再经生产分离器处理成含水 20%的原油与天然气一起通过海底管道输至 HYSY118FPSO，在 HYSY118FPSO 上进行二级分离和电脱水处理，处理合格的原油储存、外输，分离出来的含油生产水处理达标后排海，分离出的天然气作为热站燃料。

2.5.4 现有设施能力校核

2.5.4.1 生产工艺设施处理能力校核

调整井项目投产后处理设施依托可行性分析见表 2-28。本次调整井项目实施后，EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 原油和含油生产水最大处理量均未超过原有设计处理能力，满足调整井项目要求。

表 2-28 调整井实施后恩平油田群处理能力校核（单位：m³/d）

| 平台 | 原油 | | 生产水 | | 液 | |
|-------------|-------------------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| | 生产预测最 大量 m ³ /d | 处理能力 m ³ /d | 生产水处理最 大量 m ³ /d | 处理能力 m ³ /d | 生产预测最 大量 m ³ /d | 处理能力 m ³ /d |
| EP24-2DPP | | | | | | |
| 校核结果 | 满足 | | 满足 | | 满足 | |
| EP18-1WHPA | | | | | | |
| 校核结果 | 满足 | | 满足 | | 满足 | |
| EP23-1DPP | | | | | | |
| 校核结果 | 满足 | | 满足 | | 满足 | |
| HYSY118FPSO | | | | | | |
| 校核结果 | 满足 | | 满足 | | 满足 | |

2.5.4.2 海管能力校核

调整井工程依托 EP24-2DPP 平台至 HYSY118FPSO 之间的海底混输管道、EP23-1DPP 平台至 HYSY118FPSO 之间的海底混输管道、EP18-1WHPA 平台至 EP24-2DPP 平

台之间的海底混输管道，海底管道校核见表 2-29。经校核，本次调整井项目实施后，调整井项目所涉及管道均可以满足生产要求。

表 2-29 海底管道能力校核

| 序号 | 海管名称 | 设计压力 (kPaA) | 设计温度 (°C) | 实际最大压力 (kPaA) | 实际温度 (°C) | 校核结果 |
|----|----------------------------|-------------|-----------|---------------|-----------|------|
| 1 | EP24-2DPP 至 HYSY118FPSO 海管 | 5500 | 98 | 3800 | 62 | 满足 |
| 2 | EP23-1DPP~FPSO 海管 | 4000 | 98 | 1800 | 58 | 满足 |
| 3 | EP18-1WHPA~EP24-2DPP 海管 | 8100 | 76 | 2000 | 70 | 满足 |

2.5.5 建设阶段污染物核算

恩平油田群调整井项目钻井阶段产生的污染物主要为钻井液、钻屑；此外还有参加钻完井作业的人员产生的生活污水、生活垃圾和生产垃圾。

2.5.5.1 钻屑

本次调整井项目在 EP24-2DPP、EP18-1WHPA 和 EP23-1DPP 平台上共钻 32 口调整井，10 口利用新加井槽钻井，22 口利用老井侧钻。利用老井侧钻的调整井在侧钻点以上无钻屑量产生，从侧钻点开始计算钻屑。根据调整井井身结构，计算得到的钻屑量核算结果见表 2-30。本次调整井项目总钻屑产生量约为***m³。其中非油层水基钻屑量约***m³，钻井油层水基钻屑量约***m³，钻屑最大排放速率约***m³/d。钻屑通过钻井平台上的振动筛、除砂器、除泥器、除气器等固控设备处理，将泥浆与钻屑进行分离。含油泥浆返回泥浆池，含油钻屑监测达标后经主管部门同意后排放，若达不到排放标准则收集后运回陆地，交由有资质的单位处理。

表 2-30 调整井钻屑核算结果

| 井名 | 井眼直径 (in) | 井深 (m) | 钻屑总量产生量(m ³) | 非钻井油层水基钻屑产生量(m ³) | 钻井油层水基钻屑产生量(m ³) | 日均排放速率 (m ³ /d) |
|------------------------|-----------|--------|--------------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------------------|
| EP24-2-A26 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A27 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A28 P1/A28 H | | | | | | |
| | | | | | | |

| | | | | | | |
|------------------------|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A29 P1/A29 H | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A3H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A4H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A6H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A10H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A14H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A15H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A17H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A19H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2-A20H1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP24-2DPP 平台 (13口) | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP18-1-A21H | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP18-1-A22 (注 水井) | | | | | | |
| | | | | | | |
| EP18-1-A23 (注 水井) | | | | | | |
| | | | | | | |

| | | | | | | |
|---------------------|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | |
| EP18-1-A24H | | | | | | |
| EP18-1-A25H | | | | | | |
| EP18-1-A26H | | | | | | |
| EP18-1-A1H1 | | | | | | |
| EP18-1-A6M | | | | | | |
| EP18-1-A8H1 | | | | | | |
| EP18-1-A9H1 | | | | | | |
| EP18-1-A11H1 | | | | | | |
| EP18-1-A12H1 | | | | | | |
| EP18-1-A13H1 | | | | | | |
| EP18-1WHPA 平台 (13口) | | | | | | |
| EP23-1-A1H1 | | | | | | |
| EP23-1-A3H1 | | | | | | |
| EP23-1-A7H1 | | | | | | |
| EP23-2-A1H1 | | | | | | |

| | | | | | | |
|--------------------|--|--|--|--|--|---|
| | | | | | | |
| EP23-2-A3H1 | | | | | | |
| EP23-7-A2H1 | | | | | | |
| EP23-1DPP 平台 (6 口) | | | | | | / |
| 调整井工程合计 | | | | | | / |

2.5.5.2 钻井液

钻井作业中钻井液循环使用，其排放环节主要有 4 个：外排钻屑携带、提钻携带、固井置换及钻井作业完成后的一次性排放。

本次调整所用钻井液全部为水基钻井液，钻井液核算结果见表 2-31。EP24-2DPP 所产生钻井液总量约***m³，其中非油层水基钻井液产生量约***m³，钻井油层水基钻井液产生量约***m³。EP18-1WHPA 所产生钻井液总量约为***m³，其中非油层水基钻井液产生量约***m³，钻井油层水基钻井液产生量约***m³。EP23-1DPP 所产生钻井液总量约***m³，其中非油层水基钻井液产生量约***m³，钻井油层水基钻井液产生量约***m³。钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放，最大排放速率约***m³/h。钻井液和钻屑经平台固控设备分离后，钻井液返回泥浆池循环利用，作业完成后，将对含油钻井液进行监测，监测达标后经主管部门同意后排放，如监测达不到排放标准则送至泥浆罐，运回陆地交由有资质的单位处理。

表 2-31 调整井钻井液核算结果（单位：m³）

| 平台 | 井名 | 非钻井油层水基 钻井液量 | 钻井油层水基 钻井液量 | 钻井液 总量 | 水基钻井液最大一 次性排放量 |
|-----------|------------------------|-----------------|----------------|-----------|-------------------|
| EP24-2DPP | EP24-2-A26 | | | | |
| | EP24-2-A27 | | | | |
| | EP24-2-A28 P1/A28 H | | | | |
| | EP24-2-A29 P1/A29 H | | | | |
| | EP24-2-A3H1 | | | | |
| | EP24-2-A4H1 | | | | |
| | EP24-2-A6H1 | | | | |
| | EP24-2-A10H1 | | | | |
| | EP24-2-A14H1 | | | | |
| | EP24-2-A15H1 | | | | |

| | | | | | |
|------------|------------------|--|--|--|--|
| | EP24-2-A17H1 | | | | |
| | EP24-2-A19H1 | | | | |
| | EP24-2-A20H1 | | | | |
| | 合计 | | | | |
| EP18-1WHPA | EP18-1-A21H | | | | |
| | EP18-1-A22 (注水井) | | | | |
| | EP18-1-A23 (注水井) | | | | |
| | EP18-1-A24H | | | | |
| | EP18-1-A25H | | | | |
| | EP18-1-A26H | | | | |
| | EP18-1-A1H1 | | | | |
| | EP18-1-A6M | | | | |
| | EP18-1-A8H1 | | | | |
| | EP18-1-A9H1 | | | | |
| | EP18-1-A11H1 | | | | |
| | EP18-1-A12H1 | | | | |
| | EP18-1-A13H1 | | | | |
| | 合计 | | | | |
| EP23-1DPP | EP23-1-A1H1 | | | | |
| | EP23-1-A3H1 | | | | |
| | EP23-1-A7H1 | | | | |
| | EP23-2-A1H1 | | | | |
| | EP23-2-A3H1 | | | | |
| | EP23-7-A2H1 | | | | |
| | 合计 | | | | |
| 调整井工程合计 | | | | | |

2.5.5.3 生活垃圾

海上建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油总公司石油开发工程的多年统计资料，生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按 1.0kg/（人·日）计算。

本项目施工作业包括调整井钻完井作业、平台改造作业、井槽安装作业，具体天数、作业人数及生活垃圾产生量见表 2-32。

表 2-32 生活垃圾产生量

| 平台名称 | EP24-2DPP | EP18-1WHPA | EP23-1DPP |
|-------------|-----------|------------|-----------|
| 钻完井作业天数 | 455.5 | 417 | 190 |
| 钻完井作业人数 | 65 | 65 | 65 |
| 生活垃圾产生量 (t) | 44.4 | 40.7 | 18.5 |
| 平台改造作业天数 | 390 | 420 | / |

| | | | |
|-------------|-------|-------|------|
| 平台改造作业人数 | 40 | 45 | / |
| 生活垃圾产生量 (t) | 23.4 | 28.35 | / |
| 井槽安装作业天数 | 35 | 42 | / |
| 井槽安装作业人数 | 27 | 27 | / |
| 生活垃圾产生量 (t) | 1.4 | 1.70 | / |
| 合计 (t) | 69.2 | 70.7 | 18.5 |
| | 158.5 | | |

2.5.5.4 生活污水

根据中国海洋石油总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。

本项目施工作业包括调整井钻完井作业、平台改造作业、井槽安装作业，具体天数、作业人数及生活污水产生量见表 2-33。

表 2-33 生活污水产生量

| 平台名称 | EP24-2DPP | EP18-1WHPA | EP23-1DPP |
|---------------------------|-----------|------------|-----------|
| 钻完井作业天数 | 455.5 | 417 | 190 |
| 钻完井作业人数 | 65 | 65 | 65 |
| 生活污水产生量 | 10363 | 9487 | 4323 |
| 平台改造作业天数 | 390 | 420 | / |
| 平台改造作业人数 | 40 | 45 | / |
| 生活污水产生量 (m ³) | 5460 | 6615 | / |
| 井槽安装作业天数 | 35 | 42 | / |
| 井槽安装作业人数 | 27 | 27 | / |
| 生活污水产生量 (m ³) | 331 | 397 | / |
| 合计 (m ³) | 16153 | 16499 | 4323 |
| | 36975 | | |

2.5.5.5 生产垃圾

调整井项目使用平台自带模块钻井进行作业，生产垃圾产生量按 18t/月计算，EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台和 EP23-1DPP 平台钻完井时间分别为 455.5 天、417 天、190 天，则生产垃圾产生量约 273 t、250 t 和 114t。

综上所述，建设阶段主要污染物产生量和处理方式见表 2-34。

表 2-34 本次调整井建设阶段污染物产生量

| 污染物 | 产生量 | 排放速率 | 污染因子 | 处理/排放方式 |
|-----------|--------------------------------|---|---------|--|
| 非钻井油层水基钻屑 | EP24-2DPP: ***m ³ | EP24-2DPP: ***m ³ /d (最大) EP18-1WHPA: ***m ³ /d (最大) EP23-1DPP: *** m ³ /d (最大) | 悬浮沙 | 符合排放标准的钻屑和钻井液，经检验合格后，并经所在海区主管部门同意后，达标排海，检验不达标的全部 |
| | EP18-1WHPA: *** m ³ | | | |
| | EP23-1DPP: *** m ³ | | | |
| 钻井油层水基钻屑 | EP24-2DPP: ***m ³ | EP24-2DPP: ***m ³ /d (最大) EP18-1WHPA: ***m ³ /d (最大) EP23-1DPP: *** m ³ /d (最大) | 悬浮沙、石油烃 | |
| | EP18-1WHPA: ***m ³ | | | |
| | EP23-1DPP: ***m ³ | | | |

| | | | | |
|------------|--------------------------------|---------------------------|---------|--------------------------|
| 非钻井油层水基钻井液 | EP24-2DPP: ***m ³ | *** m ³ /h(最大) | 悬浮沙 | 运回陆地处理 |
| | EP18-1WHPA: *** m ³ | | | |
| | EP23-1DPP: ***m ³ | | | |
| 钻井油层水基钻井液 | EP24-2DPP: ***m ³ | | 石油烃、悬浮沙 | |
| | EP18-1WHPA: *** m ³ | | | |
| | EP23-1DPP: ***m ³ | | | |
| 生活污水 | ***m ³ | / | COD 等 | 处理达标后排放 (COD≤500mg/L) |
| 生活垃圾 | ***t | / | 食品废弃物 | 食品废弃物粉碎为粒径< 25mm 后, 间断排放 |
| | | | 食品包装 | |
| 生产垃圾 | ***t | / | 废旧器件等 | 全部运回陆地处理 |

2.5.6 生产阶段污染物核算

在正常生产阶段, 主要污染源/污染物包括含油生产水、生活垃圾、生活污水、生产垃圾等。

2.5.6.1 含油生产水

本项目主要在 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台实施调整井, 调整井投产后 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水最大处理量分别为***m³/d、***m³/d、***m³/d、***m³/d, EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水最大排放量分别为***、***、***、***, 均未超过已批复报告书的预测产水量 (EP24-2DPP 平台 ***m³/d、EP18-1WHPA 平台 *** m³/d、EP23-1DPP 平台***m³/d、HYSY118FPSO *** m³/d), 也均未超过污水处理系统设计处理生产污水能力 (EP24-2DPP 平台***m³/d、EP18-1WHPA 平台 ***m³/d、EP23-1DPP 平台***m³/d、HYSY118FPSO*** m³/d)。

根据已批复的《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015), EP24-2DPP、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、FPSO 含油生产水总量控制指标为: EP23-1DPP 平台含油生产水排放量***, 石油类排放量***; EP18-1WHPA 平台含油生产水排放量***, 石油类排放量***; EP24-2DPP 平台含油生产水排放量***, 石油类排放量***; HYSY118FPSO 含油生产水排放量***, 石油类排放量***。调整井投产后 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水排放量均小于已批复的总量指标。

2.5.6.2 生活污水

根据已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》(2012), EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 设施定员为 120 人和 100 人。建议 EP24-2DPP 平台生活污水外排的总量控制指标为:生活污水排放量为 $9636\text{m}^3/\text{a}$, 其中 COD 排放量为 $5\text{t}/\text{a}$ 。建议 HYSY118FPSO 生活污水的总量控制指标为:生活污水排放量为 $8030\text{m}^3/\text{a}$, 其中 COD 排放量为 $4\text{t}/\text{a}$ 。

由于项目需要, 2014 年 10 月恩平油田作业区在设施满足其安全救生设备的情况下, 对设施进行定员升级改造, 恩平 24-2 定员升级至 148 人, HYSY118FPSO 定员升级至 130 人; 2014 年 11 月初通过中国船级社的勘验审核后, 作业区向海油安办海油分部深圳监督处提交了定员升级备案申请, 获得回复(见附件)。恩平 24-2DPP 平台和 HYSY118FPSO 分别设置了满足 150 人的生活污水处理装置, 生活污水经处理后达标排海(COD 含量低于 $500\text{mg}/\text{L}$)。按照中海油最新的统计数据重新计算 EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 生活污水产生量, 每人每天 0.35m^3 , EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 设施生活污水产生量为 18907m^3 、 16608m^3 。本项目新增生活污水总量控制指标为 EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 生活污水为 $9271\text{m}^3/\text{a}$ 、 $8578\text{m}^3/\text{a}$, 其中 COD 排放量为 $4.64\text{t}/\text{a}$ 、 $4.3\text{t}/\text{a}$ 。即本次调整井项目投产后, 建议 EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 生活污水总量指标为 $18907\text{m}^3/\text{a}$ 、 $16608\text{m}^3/\text{a}$, 其中 COD 排放量为 $9.45\text{t}/\text{a}$ 、 $8.3\text{t}/\text{a}$ 。

2.5.6.3 生活垃圾

根据已批复的《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015), EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 设施定员为 120 人和 100 人。2014 年 10 月, 恩平油田作业区在设施满足其安全救生设备的情况下, 对设施进行定员升级改造, 恩平 24-2 定员升级至 148 人, HYSY118FPSO 定员升级至 130 人。11 月初通过中国船级社的勘验审核后, 作业区向海油安办海油分部深圳监督处提交了定员升级备案申请, 获得回复。按照最新定员, 每人每天生活垃圾产生量为 1.5kg , 计算 EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 设施生活垃圾产生量为 81.03t 、 71.2t 。

本次调整井投产后, 生产阶段 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 生产物流及污染物处理均依托现有设施。各种污染物产生量和处理方式见表 2-35。

表 2-35 调整井投产后恩平油田群污染物产生一览表

| 污染物 | 处理排放量 | 主要污染因子 | 处理 / 排放方式 |
|-------|---|-----------------|---|
| 生产水 | EP24-2DPP: *** | 石油类 | 处理达标排放 (月平均排放浓度 ≤45mg/L) |
| | EP18-1WHPA: *** | | |
| | EP23-1DPP: *** | | |
| | HYSY118FPSO: *** | | |
| 生活污水 | EP24-2DPP: 18907m ³ /a m ³ /a | COD 等 | 处理达标后间断排放 (COD 含量≤500mg/L) |
| | EP18-1WHPA: 22995m ³ /a* | | |
| | EP23-DPP: 22995m ³ /a* | | |
| | HYSY118FPSO: 16608m ³ /a | | |
| 生活垃圾 | EP24-2DPP: 81.03 t/a | 食品废弃物、 食品包装物 | 食品废弃物粉碎至粒径 <25mm 后, 间歇排放; 其他 生活垃圾运回陆地处理 |
| | EP18-1WHPA*: 98.6t/a | | |
| | EP23-1DPP*: 98.6 t/a | | |
| | HYSY118FPSO:71.2t/a | | |
| 生产垃圾* | EP24-2DPP/FPSO: 480.5 t/a | 废旧器件、钢 材等 | 全部运回陆地处理 |
| | EP18-1WHPA: 157 t/a | | |
| | EP23-1DPP: 287t/a | | |

注: *引自原已批复的环评报告书。

2.5.7 调整井投产前后污染物变化情况

生产阶段本项目生产设施及污染物处理主要依托现有油田设施, 生产阶段污染物变化情况见表 2-36。

表 2-36 调整井项目建成前后污染物排放情况对比

| 类别 | 产生位置 | 污染因子 | 调整井 投产前排放 量(最大)* | 调整井投产后 排放量 (最大) | 增减量 | 排放方式 |
|-----------|----------------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|---|
| 含油 生产水 | EP24-2DPP | 石油类 | *** | *** | *** | 处理至含油量 ≤45mg/L 后, 达标排放 |
| | EP18-1WHPA | 石油类 | *** | *** | *** | |
| | EP23-1DPP | 石油类 | *** | *** | *** | |
| | HYSY118FPSO | 石油类 | *** | *** | *** | |
| 生活污 水 | EP24-2DPP | COD | 9636m ³ /a | 18907m ³ /a | +9271 m ³ /a | 处理达标后间断 排放(COD 含量 ≤500mg/L) |
| | EP18-1WHPA | COD | 22995 m ³ /a | 22995 m ³ /a | 0 | |
| | EP23-1DPP | COD | 22995 m ³ /a | 22995 m ³ /a | 0 | |
| | HYSY118FPSO | COD | 8030 m ³ /a | 16608 m ³ /a | +8578 m ³ /a | |
| 生活垃 圾 | EP24-2DPP | 食品废弃物、食 品包装物 | 41.5 t/a | 81.03 t/a | +39.53 t/a | 食品废弃物粉碎 至粒径< 25mm 后排放, 其他运 回陆地处理 |
| | EP18-1WHPA | | 98.6t/a | 98.6t/a | 0 | |
| | EP23-1DPP | | 98.6 t/a | 98.6 t/a | 0 | |
| | HYSY118FPSO | | 49.8t/a | 71.2t/a | +21.4 t/a | |
| 生产垃 圾 | EP24-2DPP / HYSY118FPSO | 废旧器件、钢材 等 | 480.5 t/a | 480.5 t/a | 0 | 运回陆地处理 |
| | EP18-1WHPA | | 157 t/a | 157 t/a | 0 | |
| | EP23-1DPP | | 287t/a | 287t/a | 0 | |

注: *引自原已批复的环评报告书。

3 污染与非污染要素分析

3.1 建设阶段污染物与非污染物要素分析

(1) 钻完井作业期间排放的钻井液、钻屑等，对工程设施周围海水水质、海底底质、海洋生物生态、底栖生物和渔业资源的影响；

(2) 钻完井作业期间可能发生的溢油事故，对工程周边海洋自然保护区和产卵场等环境敏感目标有潜在影响。

3.2 生产阶段污染物与非污染物要素分析

(1) 调整井投产后 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水最大排放量分别为***，小于生产水处理系统设计处理能力，均未超出已批复的生产污水总量控制指标。因此，含油生产水对环境的影响不会加重。

(2) 本调整井项目主要是实施调整井工程及进行适应性改造，并计划对 EP24-2DPP 和 HYSY118FPSO 生活污水进行升级改造，不涉及其他生产设施和环保设施的新建及改造工程。生活污水、生活垃圾生产量略有增加，生产垃圾产生量不增加，环境影响变化较小。

(3) 生产阶段可能发生的溢油事故对工程附近海洋自然保护区和产卵场等环境敏感目标有潜在影响。

3.3 环境影响因子的筛选与识别

本次调整井项目海洋环境影响因素分析见表 3-1。通过对污染物与非污染物要素的分析，本次调整井项目主要环境影响因子为钻完井作业期间排放的钻井液和钻屑，以及潜在的溢油事故。

表 3-1 调整井项目环境影响因素分析表

| 污染物 | | 影响因子 | 排放方式 | 影响对象 | 影响程度 |
|--------|--------------|------------|----------------------------|-----------|------|
| 钻井液、钻屑 | 非钻井油层水基钻井液 | 悬浮物 | 间歇式点源排放 | 海洋环境 | 轻微 |
| | 非钻井油层水基钻井液钻屑 | | 连续式点源排放 | 海洋环境 | 轻微 |
| | 钻井油层水基钻井液 | 悬浮物 石油类 | 符合标准的钻井液和钻屑排海，未达标的全部运回陆地处理 | 海洋环境 | 轻微 |
| | 钻井油层水基钻井液钻屑 | | | 海洋环境 | 轻微 |
| 含油污水 | | 石油类 | 处理后达标排海 | 海洋环境 | 轻微 |
| 生活污水 | | COD | 处理后达标排海 | 海洋环境 | 轻微 |
| 溢油 | | 石油类 | 潜在溢油 | 海洋保护区和产卵场 | 严重 |

4 环境现状分析

4.1 自然环境概况

4.1.1 气象

恩平油田群位于中国南海珠江口盆地，地处热带，温度高，湿度大，干湿季节明显，季风盛行，属于亚热带海洋性气候。根据多年统计资料，该海域空气温度最高为 36℃，最低为 15.9℃；相对湿度最高为 100%，最低为 60%；全年雷暴天数约 37 天，全年雾日约 5 天，年降水量为 2382.7mm，最大小时降水量为 89.4mm。

海区主导风向为 ENE，每年 10 月~次年 4 月，油田海区盛行东北季风，风向以北、东北和偏东向为主，在 11 月和 12 月，东北季风最盛；每年 6~8 月，海区盛行西南季风，南、西南和东南风占主导；5 月和 9 月是转换季节，北向风和南向风交互出现。根据统计资料多年平均风速为 6.7m/s。

4.1.2 水文

根据中海油田服务股份有限公司物探事业部工程勘察中心 2014 年 5 月~6 月在恩平 18-1 油田附近海域（站位坐标：***，***）的验潮测流资料，以及 2013 年 9 月在恩平 18-1 油田开展的短期海流观测资料，恩平 18-1 油田测点海域潮汐类型属于不正规全日潮。

4.1.3 地形、地貌

2013 年 9 月，中海油田服务股份有限公司物探事业部工程勘察中心对 EP23-1DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台至 EP24-2DPP 平台预定路由、EP23-1DPP 平台至 HYSY118FPSO 预定路由和 EP18-1WHPA 平台至 EP24-2DPP 预定路由进行了工程物探调查。

调整井项目所在海域整体上水深变化较平稳，无水深变化剧烈区域存在；所在海域大部分海底地貌资料色度显示基本均匀，反映无明显的海底底质变化，根据重力取样资料可知海底底质主要为松散的褐灰色粉质细砂含粘粒和少量贝壳碎屑。

4.2 环境质量现状

4.2.1 调查概述

调整井项目海域环境质量现状调查与评价资料主要根据国家海洋局南海监测中心于 2018 年 4 月 27 日至 30 日的调查结果《恩平油田群春季环境质量现状调查与评价》

铅、镉、锌、总铬、砷、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮(硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮)、悬浮物等 18 项。水质调查分 5 层进行，分别为表层（0.5m）、10m、50m、100m 和底层（高于海底泥线 2m）；其中石油类进行表层取样调查。海水水质现状评价选用的评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。海水水质标准见表 4-2，海水水质现状调查项目分析结果见表 4-3，单项标准指数分析结果见表 4-4。

表 4-2 海水水质各评价因子的评价标准值

| 项目 | 一类标准值 | 二类标准值 | 三类标准值 | 四类标准值 | 引用标准 |
|-------|----------------|---------------|--------------|---------------|-----------------------|
| pH | 7.8~8.5 | | 6.8~8.8 | | 《海水水质标准》(GB3097-1997) |
| 溶解氧 | > 6 mg/L | > 5 mg/L | > 4 mg/L | > 3 mg/L | |
| 化学需氧量 | ≤ 2 mg/L | ≤ 3 mg/L | ≤ 4 mg/L | ≤ 5 mg/L | |
| 活性磷酸盐 | ≤ 0.015 mg/L | ≤ 0.030 mg/L | | ≤ 0.045 mg/L | |
| 无机氮 | ≤ 0.20 mg/L | ≤ 0.30 mg/L | ≤ 0.40 mg/L | ≤ 0.50 mg/L | |
| 石油类 | ≤ 0.05 mg/L | | ≤ 0.30 mg/L | ≤ 0.50 mg/L | |
| 铜 | ≤ 0.005 mg/L | ≤ 0.010 mg/L | ≤ 0.050 mg/L | | |
| 铅 | ≤ 0.001 mg/L | ≤ 0.005 mg/L | ≤ 0.010 mg/L | ≤ 0.050 mg/L | |
| 锌 | ≤ 0.020 mg/L | ≤ 0.050 mg/L | ≤ 0.10 mg/L | ≤ 0.50 mg/L | |
| 镉 | ≤ 0.001 mg/L | ≤ 0.005 mg/L | ≤ 0.010 mg/L | | |
| 总铬 | ≤ 0.05 mg/L | ≤ 0.10 mg/L | ≤ 0.20 mg/L | ≤ 0.50 mg/L | |
| 汞 | ≤ 0.00005 mg/L | ≤ 0.0002 mg/L | | ≤ 0.0005 mg/L | |
| 砷 | ≤ 0.020 mg/L | ≤ 0.030 mg/L | ≤ 0.050 mg/L | | |
| 硫化物 | ≤ 0.020 mg/L | ≤ 0.050 mg/L | ≤ 0.10 mg/L | ≤ 0.25 mg/L | |
| 挥发酚 | ≤ 0.005 mg/L | | ≤ 0.010 mg/L | ≤ 0.050 mg/L | |

表 4-3 海水水质要素分析结果统计

| 分析项目 | 表层 | 10m 层 | 50m 层 | 100m 层 | 底层 |
|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| 水温 (°C) | 25.48~26.62 | 25.45~26.40 | 22.58~24.13 | 19.50~19.75 | 18.22~21.82 |
| 盐度 | 34.440~34.814 | 34.233~34.864 | 34.440~34.794 | 34.679~34.823 | 34.378~34.8295 |
| pH | 8.21~8.27 | 8.21~8.26 | 8.22~8.28 | 8.20~8.25 | 8.16~8.24 |
| DO (mg/L) | 6.44~6.96 | 6.46~7.14 | 6.45~7.13 | 6.05~7.22 | 5.92~6.64 |
| COD (mg/L) | 0.15~0.87 | 0.16~0.86 | 0.18~0.72 | 0.22~0.36 | 0.17~0.72 |
| 石油类 (mg/L) | nd~0.012 | - | - | - | - |
| 挥发酚 (μg/L) | nd~1.1 | 0.8~1.5 | nd~1.8 | 1.0~1.1 | 1.0~1.6 |
| 硫化物 | nd~0.1 | 0.1~0.2 | 0.1~0.2 | 0.1~0.2 | 0.1~0.3 |

| | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| ($\mu\text{g/L}$) | | | | | |
| 悬浮物 (mg/L) | 0.4~17.8 | 1.4~13.4 | 1.2~10.8 | 1.0~6.6 | 0.6~12.0 |
| 无机氮 ($\mu\text{g/L}$) | 18.8~50.2 | 19.4~52.8 | 23.1~61.0 | 23.3~72.4 | 45.5~132 |
| $\text{PO}_4\text{-P}$ ($\mu\text{g/L}$) | 1.1~5.4 | 1.0~2.8 | 1.0~6.5 | 1.2~7.4 | 3.8~8.8 |
| 汞 ($\mu\text{g/L}$) | 0.016~0.026 | 0.016~0.024 | 0.016~0.024 | 0.017~0.023 | 0.017~0.024 |
| 砷 ($\mu\text{g/L}$) | 1.5~2.3 | 1.5~2.2 | 1.5~2.0 | 1.6~1.9 | 1.4~1.9 |
| 锌 ($\mu\text{g/L}$) | 1.6~4.5 | 1.7~9.1 | 1.2~9.0 | 3.4~9.9 | 2.1~9.9 |
| 镉 ($\mu\text{g/L}$) | nd~0.52 | nd~0.38 | nd~0.42 | 0.11~0.24 | nd~0.40 |
| 铅 ($\mu\text{g/L}$) | 0.3~0.8 | 0.3~0.8 | 0.3~1.0 | 0.5~1.0 | nd~1.0 |
| 铜 ($\mu\text{g/L}$) | nd~0.8 | nd~2.6 | nd~1.0 | 0.7~0.8 | nd~1.0 |
| 总铬 ($\mu\text{g/L}$) | 0.38~0.81 | 0.38~0.82 | 0.38~0.80 | 0.38~0.68 | 0.39~0.80 |

表 4-4 海水水质单项标准指数分析结果统计

| 分析项目 | 表层 | 10m 层 | 50m 层 | 100m 层 | 底层 |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| pH | 0.17~0.34 | 0.17~0.31 | 0.20~0.37 | 0.26~0.49 | 0.03~0.26 |
| DO | 0.08~0.44 | 0~10.08 | 0.00~0.36 | 1.71~2.05 | 0.45~1.12 |
| COD | 0.08~0.44 | 0.08~0.43 | 0.09~0.36 | 0.11~0.18 | 0.09~0.36 |
| 石油类 | 0.05~0.24 | - | - | - | - |
| 挥发酚 | 0.08~0.22 | 0.16~0.30 | 0.08~0.36 | 0.19~0.22 | 0.20~0.32 |
| 硫化物 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.01~0.02 |
| DIN | 0.09~0.25 | 0.07~0.14 | 0.12~0.31 | 0.12~0.36 | 0.23~0.66 |
| $\text{PO}_4\text{-P}$ | 0.07~0.36 | 0.7~0.19 | 0.07~0.43 | 0.08~0.49 | 0.25~0.59 |
| 汞 | 0.32~0.52 | 0.32~0.48 | 0.32~0.48 | 0.34~0.46 | 0.34~0.48 |
| 砷 | 0.08~0.12 | 0.08~0.11 | 0.08~0.10 | 0.08~0.10 | 0.07~0.10 |
| 锌 | 0.08~0.23 | 0.9~0.46 | 0.06~0.45 | 0.17~0.50 | 0.11~0.50 |
| 镉 | 0.05~0.52 | 0.05~0.38 | 0.05~0.42 | 0.11~0.24 | 0.05~0.40 |
| 铅 | 0.30~0.80 | 0.3~0.08 | 0.3~1.0 | 0.5~1.00 | 0.15~1.00 |
| 铜 | 0.06~0.16 | 0.06~0.52 | 0.06~0.20 | 0.14~0.16 | 0.06~0.20 |
| 总铬 | 0.01~0.02 | 0.01~0.02 | 0.01~0.02 | 0.01~0.01 | 0.01~0.02 |

调查结果显示，调查海区的各评价因子中，所有样品的 pH、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发酚的单项标准指数均小于 1，符合《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类海水水质标准要求。

DO 含量在底层有轻微的超标现象出现，1 个样品超标，超标倍数为 0.12，超标率为 4%，超标样品符合第二类海水水质标准要求。表层、10m 层、50m 层和 100m 层样

品 DO 含量全部符合一类海水水质标准要求。

超标因子的统计结果见表 4-5。

表 4-5 海区海水超标评价因子的水质类别统计

| 评价因子 | | 超标站位 | 最大超标倍数（出现站位） | 样品超标率（%） |
|------|----|------|--------------|----------|
| DO | 底层 | 11 | 0.12 | 4 |

调查海区水深变化幅度较大，在水深较深的海域，海水分层比较明显，底层海水存在一定程度的缺氧现象，符合溶解氧在垂直方向上的一般变化规律，主要原因是出现温跃层，使海水出现垂直分层，上层和下层水体交换较困难，使底层海水较难获得溶解氧，导致底层DO超标现象。

4.2.2.2 沉积物底质现状

沉积物评价因子为有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬和砷共 10 项，沉积物质量标准见表 4-6，沉积物质量现状分析结果见表 4-7。

表 4-6 海洋沉积物质量标准

| 评价因子 | 第一类 | 第二类 | 引用标准 |
|------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 有机碳 | $\leq 2.0 \times 10^{-2}$ | $\leq 3.0 \times 10^{-2}$ | 《海洋沉积物质量》 (GB18668-2002) |
| 硫化物 | $\leq 300.0 \times 10^{-6}$ | $\leq 500.0 \times 10^{-6}$ | |
| 石油类 | $\leq 500.0 \times 10^{-6}$ | $\leq 1000.0 \times 10^{-6}$ | |
| 汞 | $\leq 0.20 \times 10^{-6}$ | $\leq 0.50 \times 10^{-6}$ | |
| 铜 | $\leq 35 \times 10^{-6}$ | $\leq 100 \times 10^{-6}$ | |
| 铅 | $\leq 60.0 \times 10^{-6}$ | $\leq 130.0 \times 10^{-6}$ | |
| 锌 | $\leq 150.0 \times 10^{-6}$ | $\leq 350.0 \times 10^{-6}$ | |
| 镉 | $\leq 0.50 \times 10^{-6}$ | $\leq 1.50 \times 10^{-6}$ | |
| 铬 | $\leq 80.0 \times 10^{-6}$ | $\leq 150.0 \times 10^{-6}$ | |
| 砷 | $\leq 20.0 \times 10^{-6}$ | $\leq 65.0 \times 10^{-6}$ | |

表 4-7 沉积物底质现状分析

| 评价因子 | 底质现状 | 标准指数 | 超标率(%) |
|------|-------------------------------------|-----------|--------|
| 有机碳 | $(0.17 \sim 0.52) \times 10^{-2}$ | 0.09~0.26 | 0 |
| 硫化物 | $(nd \sim 6) \times 10^{-6}$ | 0.01~0.02 | |
| 铜 | $(4.1 \sim 7.2) \times 10^{-6}$ | 0.12~0.21 | |
| 汞 | $(0.009 \sim 0.035) \times 10^{-6}$ | 0.05~0.18 | |
| 铅 | $(5.4 \sim 24.7) \times 10^{-6}$ | 0.09~0.41 | |
| 锌 | $(15.9 \sim 47.8) \times 10^{-6}$ | 0.11~0.32 | |
| 镉 | $(0.11 \sim 0.42) \times 10^{-6}$ | 0.22~0.84 | |
| 砷 | $(1.3 \sim 5.6) \times 10^{-6}$ | 0.07~0.28 | |
| 铬 | $(10.6 \sim 22.7) \times 10^{-6}$ | 0.13~0.28 | |
| 石油类 | $nd \times 10^{-6}$ | 0 | |

由上表可知，恩平油田所在海域调查海区沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类的含量均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类沉积物质量标准，无超标样品。调查结果表明，海区表层沉积物质量现状良好。

4.2.2.3 生物生态现状

海洋生物生态现状调查主要项目为叶绿素 a 及初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量等。

(1) 叶绿素 a 及初级生产力

调查海区叶绿素 a 均值范围为 (0.10~0.37) mg/m³，均值为 0.18mg/m³；除表层和 10m 层相对较低外，各个层次叶绿素 a 含量差异不大，叶绿素 a 含量水平总体较低。该调查海区叶绿素 a 含量低于 4mg/m³，为贫营养海区。

调查海域各站海洋初级生产力差异不大，初级生产力范围为 (1.93~5.99) ×10²(mg·C/(m²·d))，平均为 3.19×10²(mg·C/(m²·d))。初级生产力平均水平指示为中等水平。

(2) 浮游植物

调查海域浮游植物共鉴定出 3 门 15 属 46 种。硅藻种类最多，有 9 属 23 种，占总物种数的 50%；甲藻有 5 属 21 种，占 45.7%；蓝藻 1 属 2 种。其中，赤潮生物有 3 门 8 属 16 种，占总种数的 34.8%。浮游植物密度变化范围在(0.35~5.58) ×10³ 个/m³ 之间，平均密度为 2.04×10³ 个/m³。海区浮游植物个体数量分布不均匀，较为随机。优势种为红海束毛藻，其中束毛藻在海区总数量中占有绝对优势。

调查海域各站浮游植物多样性指数 (H') 变化范围在 2.25~3.73 之间，平均值为 2.97；均匀度 (J') 变化范围在 0.64~0.95 之间，平均值为 0.82；丰富度 (d) 指数变化范围在 0.51~1.65 之间，平均值为 1.15；优势度变化范围在 0.39~0.66 之间，平均值为 0.55。

海区调查各站点的均匀度和丰富度相对较低，多样性指数处于中等至较好水平，优势度相对较高。

(3) 浮游动物

调查该海域浮游动物共鉴定出 116 种和 17 类阶段性浮游幼体。桡足类最多，有 61 种，占浮游动物总种类数的 45.9%；其次为端足类，为 12 种，占 9.0%；刺胞动物为 10

种, 占 7.5%; 其余类群的种类数相对较少, 均少于 10 种。生物量变化范围为(3.33~40.26)mg/m³, 平均生物量为 14.55mg/m³; 个体数量变化范围为(1.96~35.69)个/m³, 平均为 13.23 个/m³。

调查海域浮游动物多样性指数 (H') 变化在 2.02~4.66, 平均值为 3.53; 均匀度指数变化在 0.36~0.84 之间, 平均值为 0.66; 丰富度指数变化在 10.47~22.66, 平均值为 14.26。调查海区多样性指数水平基本处于较好以上水平, 丰富度也处于较高的水平。表明海区浮游动物群落结构较为稳定。

(4) 底栖生物

调查海域底栖生物共鉴定出 7 大类 113 种, 其中节肢动物最多, 有 44 种, 占总种类数的 38.3%; 其次为脊索动物, 有 26 种, 占 23.0%; 棘皮动物有 17 种, 占 15.0%; 软体动物有 16 种, 占 14.2%; 环节动物有 6 种, 占 5.3%。优势种为简氏瓷蛇尾、首颈刺凯虾、低寄居蟹和长螯拳蟹。底栖生物生物量变化范围在 (0.08~104.4) g/m² 之间, 平均为 18.6g/m²; 生物密度变化范围在 (5~40) 个/m² 之间, 平均为 15.77 个/m²。

调查海域各站底栖生物多样性指数 (H') 在 3.62~4.62, 平均为 4.17; 均匀度 (J') 变化范围在 0.85~0.95, 平均为 0.92; 丰富度 (d) 变化在 4.08~6.77, 平均为 5.11。调查海区生物多样性较好; 均匀度平均值较高, 种类分布较均匀; 丰富度变化不大, 底栖生物种类丰富度的平均值较高, 说明海区的种类丰富。

4.2.2.4 生物质量

本次调查共测定底栖生物样品 20 个, 鱼类 8 种 13 个, 甲壳类 1 种 5 个, 软体类 2 种 2 个。底栖生物质量的评价因子选取总汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油烃。

贝类(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》(GB 18421-2001) 规定的第一类标准值。软体类(螺类和头足类)、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质(除石油烃外)含量评价标准采用《全国海岸和海涂资源综合监测简明规程》中规定的生物质量标准; 石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准; 铬、砷由于目前没有统一的评价标准, 在此暂不作评价。评价标准见表 4-8。底栖生物质量统计结果和标准指数计算见表 4-9 和 4-10。

表 4-8 生物体污染物评价标准 (湿重: $\times 10^{-6}$)

| 生物类群 | 总汞 | 砷 | 铜 | 铅 | 镉 | 锌 | 铬 | 石油烃 |
|---------|------|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| 贝类 (一类) | 0.05 | 1.0 | 10 | 0.1 | 0.2 | 20 | 0.5 | 15 |
| 贝类 (二类) | 0.10 | 5.0 | 25 | 2.0 | 2.0 | 50 | 2.0 | 50 |
| 贝类 (三类) | 0.30 | 8.0 | 50 | 6.0 | 5.0 | 100 | 6.0 | 80 |
| 软体类 | 0.30 | \ | 100 | 10.0 | 5.5 | 250 | / | 20 |
| 甲壳类 | 0.20 | \ | 100 | 2.0 | 2.0 | 150 | / | / |
| 鱼类 | 0.30 | \ | 20 | 2.0 | 0.6 | 40 | / | 20 |

表 4-9 海洋生物质量分析结果 (湿重: $\times 10^{-6}$)

| 站号 | 种名 | Hg | As | Cu | Pb | Cd | Zn | Cr | 石油烃 |
|------|-------|-------|------|------|------|------|-------|------|------|
| EP1 | 大鳞舌鳎 | 0.021 | 1.6 | 0.1 | 0.1 | 0.21 | 1.9 | 0.68 | 1.48 |
| EP1 | 圆板赤虾 | 0.023 | 0.9 | 4.9 | 0.2 | 0.36 | 12.8 | 0.84 | 1.86 |
| EP1 | 虎斑乌贼 | 0.031 | 1.6 | 8.6 | 0.6 | 0.45 | 15.5 | 0.31 | 1.75 |
| EP3 | 圆板赤虾 | 0.024 | 0.7 | 3.1 | 0.4 | 0.28 | 11.9 | 0.32 | 2.13 |
| EP3 | 大鳞舌鳎 | 0.019 | 2.5 | 0.2 | 0.2 | 0.09 | 3.9 | 0.19 | 1.87 |
| EP5 | 翼红娘鱼 | 0.048 | 1.2 | 0.2 | 0.2 | 0.29 | 2.9 | nd | 1.28 |
| EP6 | 网纹裸胸鳝 | 0.054 | 1.5 | 0.6 | 0.2 | 0.24 | 11.1 | 0.13 | 1.74 |
| EP8 | 粒突鳞鲷 | 0.026 | 2.5 | 0.3 | nd | 0.24 | 6.7 | nd | 2.72 |
| EP9 | 圆板赤虾 | 0.021 | 0.7 | 3.8 | 0.6 | 0.2 | 9.3 | 0.45 | 3.32 |
| EP9 | 基岛鱼街 | 0.018 | 2 | 0.3 | 0.5 | 0.29 | 4.9 | 0.18 | 1.94 |
| EP10 | 网纹裸胸鳝 | 0.11 | 2.1 | 0.2 | 0.1 | 0.33 | 6 | 0.29 | 1.55 |
| EP13 | 网纹裸胸鳝 | 0.043 | 2.4 | 0.2 | 0.4 | 0.11 | 8.5 | 0.24 | 1.64 |
| EP14 | 鳄齿鳕 | 0.035 | 2.9 | 0.3 | 0.7 | 0.22 | 2.4 | 0.13 | 1.98 |
| EP15 | 鳄齿鳕 | 0.025 | 2.3 | 0.3 | 0.5 | 0.15 | 4.2 | 0.33 | 2.59 |
| EP15 | 短蛸 | 0.044 | 1.6 | 6.1 | 0.4 | 0.23 | 15.1 | 0.19 | 1.8 |
| EP16 | 圆板赤虾 | 0.017 | 1 | 4.2 | 0.1 | 0.24 | 14.6 | 0.56 | 1.95 |
| EP16 | 鳄齿鳕 | 0.027 | 2.2 | 0.4 | 0.8 | 0.19 | 7.7 | 0.21 | 2.16 |
| EP18 | 圆板赤虾 | 0.02 | 1.5 | 3.2 | 0.4 | 0.17 | 10.8 | 0.37 | 2.1 |
| EP18 | 鳄齿鳕 | 0.025 | 1.1 | 0.2 | 0.2 | 0.13 | 2.9 | 0.17 | 2.88 |
| EP20 | 日本金线鱼 | 0.032 | 0.8 | 0.1 | 0.2 | 0.2 | 4.1 | 0.99 | 1.03 |
| 平均值 | 鱼类 | 0.04 | 1.93 | 0.26 | 0.32 | 0.21 | 5.17 | 0.29 | 1.91 |
| | 甲壳类 | 0.02 | 0.96 | 3.84 | 0.34 | 0.25 | 11.88 | 0.51 | 2.27 |
| | 软体类 | 0.04 | 1.60 | 7.35 | 0.50 | 0.34 | 15.30 | 0.25 | 1.78 |

表 4-10 底栖生物的单项标准指数

| 站号 | 种名 | Hg | Cu | Pb | Cd | Zn | 石油烃 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| EP1 | 大鳞舌鳎 | 0.07 | 0.01 | 0.05 | 0.35 | 0.05 | 0.07 |
| EP1 | 圆板赤虾 | 0.12 | 0.05 | 0.10 | 0.18 | 0.09 | / |

| | | | | | | | |
|------|-------|------|------|------|------|------|------|
| EP1 | 虎斑乌贼 | 0.10 | 0.09 | 0.06 | 0.08 | 0.06 | 0.09 |
| EP3 | 圆板赤虾 | 0.12 | 0.03 | 0.20 | 0.14 | 0.08 | / |
| EP3 | 大鳞舌鳎 | 0.06 | 0.01 | 0.10 | 0.15 | 0.10 | 0.09 |
| EP5 | 翼红娘鱼 | 0.16 | 0.01 | 0.10 | 0.48 | 0.07 | 0.06 |
| EP6 | 网纹裸胸鳔 | 0.18 | 0.03 | 0.10 | 0.40 | 0.28 | 0.09 |
| EP8 | 粒突鳞鲷 | 0.09 | 0.02 | 0.03 | 0.40 | 0.17 | 0.14 |
| EP9 | 圆板赤虾 | 0.11 | 0.04 | 0.30 | 0.10 | 0.06 | / |
| EP9 | 基岛鱼街 | 0.06 | 0.02 | 0.25 | 0.48 | 0.12 | 0.10 |
| EP10 | 网纹裸胸鳔 | 0.37 | 0.01 | 0.05 | 0.55 | 0.15 | 0.08 |
| EP13 | 网纹裸胸鳔 | 0.14 | 0.01 | 0.20 | 0.18 | 0.21 | 0.08 |
| EP14 | 鳄齿鳕 | 0.12 | 0.02 | 0.35 | 0.37 | 0.06 | 0.10 |
| EP15 | 鳄齿鳕 | 0.08 | 0.02 | 0.25 | 0.25 | 0.11 | 0.13 |
| EP15 | 短蛸 | 0.15 | 0.06 | 0.04 | 0.04 | 0.06 | 0.09 |
| EP16 | 圆板赤虾 | 0.09 | 0.04 | 0.05 | 0.12 | 0.10 | / |
| EP16 | 鳄齿鳕 | 0.09 | 0.02 | 0.40 | 0.32 | 0.19 | 0.11 |
| EP18 | 圆板赤虾 | 0.10 | 0.03 | 0.20 | 0.09 | 0.07 | / |
| EP18 | 鳄齿鳕 | 0.13 | 0.00 | 0.10 | 0.07 | 0.02 | 0.14 |
| EP20 | 日本金线鱼 | 0.11 | 0.01 | 0.10 | 0.33 | 0.10 | 0.05 |
| 平均值 | 鱼类 | 0.13 | 0.01 | 0.16 | 0.33 | 0.13 | 0.10 |
| | 甲壳类 | 0.11 | 0.04 | 0.17 | 0.13 | 0.08 | 0.09 |
| | 软体类 | 0.13 | 0.07 | 0.05 | 0.06 | 0.06 | 0.09 |

调查数据表明，调查海区的海洋生物质量状况良好，甲壳类、软体类和鱼类的测试样品均未出现污染物超标，符合海洋生物质量评价标准的要求。

4.3 渔业资源现状

4.3.1 调查概况

渔业资源状况资料主要根据《恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群渔业资源现状调查与评价专题》中广东海洋大学于 2019 年 10 月 8 日~10 月 14 日的调查结果及有关科学研究成果。秋季调查范围为***、***，调查共设 12 个拖网调查站位，覆盖本项目海域。渔业资源调查站位示意图见图 4-2。

图 4-2 渔业资源调查站位

表 4-11 渔业资源调查站位坐标

| | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

4.3.2 渔业资源调查与评价结果

4.3.2.1 渔业资源状况

秋季拖网调查共捕获鱼类 135 种，其中经济价值较高的种类有 42 种，占鱼类种类数的 30.88%；经济价值一般种类 32 种，占 24.26%；经济价值较低的种类有 61 种，占鱼类种类数的 44.86%。

秋季幼鱼资源量在 94.01~489.82kg/km²，平均值为 187.10kg/km²；幼鱼资源密度范围在 3373~35152 尾/km²，平均值 10903 尾/km²。成鱼资源量在 163.35~851.05kg/km²，平均值为 325.08 kg/km²；成鱼资源密度范围在 5860~61076 尾/km²，平均值 18943 尾/km²。

4.3.2.2 鱼卵和仔稚鱼

秋季调查鉴定出鱼卵、仔稚鱼 41 种类。

秋季鱼卵、仔稚鱼水平拖曳调查中，鱼卵密度变化范围在(0.21~259.74)粒/100m³，平均为 27.75 粒/100m³。仔稚鱼水平部分，仔稚鱼密度变化范围在(0.43~4.51)尾/100m³，平均为 1.75 尾/100m³。

秋季鱼卵、仔稚鱼垂直拖曳调查中，鱼卵密度变化范围在(0~106.88)粒/100m³，平均为 20.66 粒/100m³。仔稚鱼垂直部分，仔稚鱼密度变化范围在(0~17.99)尾/100m³，平均为 4.53 尾/100m³。

4.3.2.3 头足类资源状况

秋季拖网调查共捕获头足类 18 种。渔获头足类重量变化范围为 2.70~23.66kg/h，平均为 8.80kg/h；渔获头足类数量变化范围为 69~786ind./h，平均 289ind./h。

秋季拖网调查海域头足类幼体资源量范围在 16.77~132.32kg/km²，平均值为 47.87kg/km²；幼体资源密度范围在 429~4271 尾/km²，平均值 1575 尾/km²。头足类成体

资源量范围在 25.66~202.49kg/km²，平均值为 73.26kg/km²；成体资源密度范围在 657~6537 尾/km²，平均值 2411 尾/km²。

4.3.2.4 甲壳类资源状况

秋季拖网调查共渔获甲壳类 35 种，包括虾类 20 种和蟹类 15 种。渔获虾类重量变化范围为 0~3.02kg/h，平均为 0.82kg/h；渔获虾类数量变化范围为 0~975ind./h，平均 276ind./h。渔获蟹类重量变化范围为 0.1~4.35kg/h，平均为 1.44kg/h；渔获蟹类数量变化范围为 12~409ind./h，平均 136 ind./h。

秋季拖网调查海域虾类幼体资源量范围在 0~7.92kg/km²，平均值为 2.24kg/km²；幼体资源密度范围在 0~2723 尾/km²，平均值 761 尾/km²。虾类成体资源量范围在 0~32.21kg/km²，平均值为 9.13kg/km²；成体资源密度范围在 0~11070 尾/km²，平均值 3094 尾/km²。

秋季拖网调查海域蟹类幼体资源量范围在 0.11~4.93kg/km²，平均值为 1.69kg/km²；幼体资源密度范围在 14~480 尾/km²，平均值 161 尾/km²。蟹类成体资源量范围在 1.14~52.76kg/km²，平均值为 18.12kg/km²；成体资源密度范围在 150~5144 尾/km²，平均值 1726 尾/km²。

4.3.2.5 总资源评估

秋季调查海域渔业资源量在 319.72~1575.19kg/km²，平均值为 664.49kg/km²；资源密度在 11372~113576 尾/km²，平均值在 39575 尾/km²。

4.4 海洋环境状况回顾分析

为了对油田周边海域环境质量进行回顾性分析，本次收集了国家海洋局南海环境监测中心以往在2011年4月(春季)、2011年10月(秋季)和2013年4月(春季)在调查海区调查的结果与本次调查的结果进行比较。4次调查的站位布设见图4-3。

图 4-3 多次调查的站位分布图

4.4.1 海水水质

海水水质回顾比较结果见表 4-12。

表 4-12 海水水质要素回顾比较

| 项目 | | 2011 年春季 | 2011 年秋季 | 2013 年春季 | 2018 年春季 |
|------------------------------|-----|---------------------------|---------------|---------------|---------------|
| 水温 (°C) | 范围 | 19.4~25.1 | 20.1~26.7 | 16.6~29.7 | 18.22~26.62 |
| | 平均值 | 22.8 | 25.2 | 24.5 | 23.69 |
| 盐度 | 范围 | 34.261~34.494 | 32.977~34.485 | 32.037~35.507 | 34.233~34.864 |
| | 平均值 | 34.374 | 33.725 | 34.378 | 34.592 |
| pH | 范围 | 8.11~8.25 | 8.07~8.22 | 8.07~8.30 | 8.16~8.28 |
| | 平均值 | 8.21 | 8.19 | 8.15 | 8.23 |
| DO (mg/L) | 范围 | 5.58~7.13 | 5.07~6.64 | 4.91~6.84 | 5.92~7.22 |
| | 平均值 | 6.63 | 6.27 | 5.97 | 6.63 |
| COD (mg/L) | 范围 | Δ~0.33 | 0.28~0.73 | Δ~1.23 | 0.15~0.87 |
| | 平均值 | 0.21 | 0.50 | 0.27 | 0.41 |
| 油类 (mg/L) | 范围 | Δ~0.040 | Δ~0.031 | Δ~0.033 | Δ~0.012 |
| | 平均值 | 0.012 | 0.013 | 0.019 | 0.005 |
| 无机氮 (μg/L) | 范围 | 12.6~1.26×10 ² | 16.1~98.2 | 35.7~130.5 | 18.8~132.2 |
| | 平均值 | 35.7 | 35.4 | 45.4 | 45.2 |
| PO ₄ -P (μg/L) | 范围 | 2.0~21.4 | 1.0~11.7 | 1.3~6.0 | 1.0~8.8 |
| | 平均值 | 6.4 | 2.4 | 3.1 | 2.9 |
| 总汞 (μg/L) | 范围 | 0.013~0.027 | 0.015~0.026 | 0.007~0.018 | 0.016~0.026 |
| | 平均值 | 0.017 | 0.018 | 0.012 | 0.020 |
| 砷(μg/L) | 范围 | 2.0~5.3 | 1.8~2.9 | 0.8~1.5 | 1.4~2.3 |
| | 平均值 | 2.8 | 2.2 | 1.1 | 1.7 |
| 锌 (μg/L) | 范围 | 5.3~17.5 | 3.2~16.8 | 2.3~13.0 | 1.2~9.9 |
| | 平均值 | 11.6 | 9.6 | 6.4 | 3.9 |
| 镉(μg/L) | 范围 | Δ | Δ~0.10 | Δ~0.14 | Δ~0.52 |
| | 平均值 | 0.05 | 0.04 | 0.05 | 0.22 |
| 铅 (μg/L) | 范围 | 0.3~0.9 | 0.3~0.8 | 0.3~0.9 | Δ~1.0 |
| | 平均值 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.6 |
| 铜 (μg/L) | 范围 | 1.0~3.3 | 1.0~3.6 | Δ~2.6 | Δ~2.6 |
| | 平均值 | 2.1 | 2.3 | 1.2 | 0.6 |
| 总铬 (μg/L) | 范围 | 0.72~1.08 | 0.56~1.58 | 0.24~1.16 | 0.38~0.82 |
| | 平均值 | 0.85 | 0.94 | 0.57 | 0.56 |
| 硫化物 (μg/L) | 范围 | Δ~0.2 | Δ~0.2 | Δ~0.2 | Δ~0.3 |
| | 平均值 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| 挥发酚 (μg/L) | 范围 | Δ | Δ~2.6 | Δ~2.3 | Δ~1.8 |
| | 平均值 | 0.5 | 0.7 | 0.9 | 1.0 |
| 悬浮物 (mg/L) | 范围 | 0.2~17.1 | 2.9~9.9 | 3.6~52.6 | 0.4~17.8 |
| | 平均值 | 2.8 | 4.1 | 15.0 | 5.1 |

注：Δ 表示样品测值低于检出限，低于检出限的样品量 < 1/2 样品总量时，计算平均值时取其检出限的一半，低于检出限的样品量 ≥ 1/2 样品总量时，计算平均值时取其检出限的 1/4。超标率指样品超标率。

水质调查结果显示，天然海水的 pH 值稳定在 7.9~8.4 之间，各次调查海区的 pH 值均在海水正常的变化范围内。调查海区海水中溶解氧的含量随季节变化而变化，各次调查溶解氧含量均有不同程度的超标现象。COD 含量总体较低，各次调查所有样品的含量均符合第一类标准。四次调查活性磷酸盐的含量也较低，2011 年春季调查中有 4.6%

的样品含量超过第一(二)类标准，全部出现在底层，超标样品的含量符合第三类标准。调查海区海水中营养盐的含量较低。

调查海区海水中汞、砷、锌、镉、铅、铜和总铬的含量总体较低，所有样品的含量均低于第一类海水水质标准。四次调查海水中硫化物和挥发性酚的平均含量均较低，所有样品的含量远低于第一类标准。各次调查油类含量均低于第一类海水水质标准。

4.4.2 沉积物

沉积物质量回顾比较结果见表 4-13。

表 4-13 沉积物质量对比分析

| 调查时间 | 统计值 | 有机碳 | 硫化物 | 汞 | 砷 | 铜 | 铅 | 镉 | 锌 | 铬 | 油类 |
|------------|-----|-------------------|-------------------|-------|-----|------|------|------|------|------|------|
| | | ×10 ⁻² | ×10 ⁻⁶ | | | | | | | | |
| 2011 春季 | 最大值 | 0.51 | 14 | 0.015 | 4.4 | 26.7 | 20.7 | 0.30 | 78.3 | 43.4 | 16.7 |
| | 最小值 | 0.31 | nd | 0.010 | 2.4 | 3.3 | 4.9 | 0.07 | 33.8 | 12.4 | 8.3 |
| | 平均值 | 0.43 | 6 | 0.012 | 3.3 | 7.0 | 8.7 | 0.19 | 46.3 | 18.9 | 12.0 |
| 2011 秋季 | 最大值 | 0.70 | 36 | 0.024 | 7.9 | 6.2 | 15.9 | 0.36 | 51.4 | 17.4 | 34.5 |
| | 最小值 | 0.18 | 13 | 0.006 | 2.2 | 2.5 | 6.4 | 0.02 | 19.9 | 9.6 | 9.6 |
| | 平均值 | 0.39 | 22 | 0.014 | 4.1 | 4.3 | 9.1 | 0.14 | 38.1 | 14.0 | 14.9 |
| 2013 春季 | 最大值 | 0.70 | 94 | 0.017 | 6.1 | 5.8 | 10.4 | 0.24 | 53.4 | 11.7 | 5.23 |
| | 最小值 | 0.19 | 42 | 0.006 | 1.8 | 2.4 | 3.8 | 0.07 | 22.5 | 8.2 | 3.44 |
| | 平均值 | 0.50 | 69 | 0.009 | 3.0 | 3.8 | 5.5 | 0.14 | 37.5 | 10.3 | 4.27 |
| 2018 春季 | 最大值 | 0.52 | 6 | 0.035 | 5.6 | 7.2 | 24.7 | 0.42 | 47.8 | 22.7 | nd |
| | 最小值 | 0.17 | nd | 0.009 | 1.3 | 4.1 | 5.4 | 0.11 | 15.9 | 10.6 | nd |
| | 平均值 | 0.35 | 3 | 0.020 | 3.0 | 5.4 | 10.9 | 0.23 | 32.6 | 16.0 | nd |

历次调查沉积物中有机碳、汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬等含量较低，差异不明显，历次调查沉积物中各评价因子均满足第一类海洋沉积物质量标准。总体看，海区沉积物质量稳定，沉积物质量较好。

4.4.3 海洋生态

4.4.3.1 叶绿素 a 及海洋初级生产力

叶绿素 a 及海洋初级生产力历次调查结果见表 4-14。

表 4-14 叶绿素 a 及海洋初级生产力调查对比分析

| 项目 | | 叶绿素 a (mg/m ³) | | | | | | 初级生产力 (×10 ² mg·C/(m ² ·d)) |
|--------------|----|----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|--|
| | | 表层 | 10m | 50m | 100m | 底层 | 平均值 | |
| 2011 年 春季 | 范围 | 0.23~0.48 | 0.16~0.53 | 0.29~3.74 | 0.21~0.55 | 0.13~1.27 | 0.26~1.06 | 2.40~10.45 |
| | 均值 | 0.36 | 0.38 | 1.33 | 0.33 | 0.57 | 0.64 | 5.98 |

| | | | | | | | | |
|--------------|----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| 2011 年 秋季 | 范围 | 0.02~0.42 | 0.08~0.35 | 0.11~0.65 | 0.10~0.62 | 0.01~0.54 | 0.12~0.45 | 1.29~4.32 |
| | 均值 | 0.20 | 0.20 | 0.33 | 0.23 | 0.32 | 0.27 | 2.81 |
| 2013 年 春季 | 范围 | 0.09~0.21 | 0.10~0.30 | 0.17~3.06 | 0.27~0.64 | 0.12~0.77 | 0.16~0.94 | 2.59~14.18 |
| | 均值 | 0.12 | 0.13 | 0.81 | 0.42 | 0.41 | 0.38 | 6.01 |
| 2018 年 春季 | 范围 | 0.07~0.34 | 0.06~0.41 | 0.06~0.45 | 0.15~0.19 | 0.09~0.57 | 0.10~0.37 | 1.93~5.99 |
| | 均值 | 0.11 | 0.12 | 0.24 | 0.17 | 0.24 | 0.18 | 3.19 |

本次调查叶绿素 a 含量与以往调查结果差别不大，浓度水平一直处于低水平。相近年份春季初级生产力水平要高于秋季初级生产力水平。

4.4.3.2 浮游植物

浮游植物的历次调查结果见表 4-15。

表 4-15 浮游植物调查对比分析

| 项目 | | 2011 年春季 | 2011 年秋季 | 2013 年春季 | 2018 年春季 |
|---|----|--|------------------------------------|--|--|
| 种类数 | | 3 门 38 属 127 种 | 2 门 29 属 119 种 | 3 门 41 属 138 种 | 3 门 15 属 46 种 |
| 个体数量 ($\times 10^4 \text{cell/m}^3$) | 范围 | 0.35~29.86 | 2.80~531.6 | 0.21~36.11 | 0.04~0.56 |
| | 均值 | 5.91 | 61.3 | 3.4 | 0.20 |
| 多样性 | 范围 | 0.33~4.61 | 0.26~3.83 | 1.69~4.27 | 2.25~3.73 |
| | 均值 | 3.89 | 2.53 | 3.65 | 2.97 |
| 均匀度 | 范围 | 0.07~0.92 | 0.06~0.82 | 0.32~0.94 | 0.64~0.95 |
| | 均值 | 0.76 | 0.53 | 0.78 | 0.82 |
| 优势种 | | 主要有短刺 角毛藻(0.12) 和菱形海线 藻(0.07) | 主要有笔尖根管 藻(0.28)和菱形 海线藻(0.23) | 细弱海链藻 (0.33)、伏氏海 毛藻(0.28)和柔 弱拟菱形藻 (0.03) | 主要为红海束毛 藻 (0.36)、三叉 角藻 (0.07)、距 端根管藻 (0.05) |

从历次结果来看，浮游植物个体数量多处于中低水平或低水平；种类数相对丰富；除本次和 2011 年秋季调查外，多样性较高，群落组成稳定，各个种间数量均匀；角毛藻、根管藻和角藻是海区常见优势种，且常出现在春季，菱形藻在秋季出现较多，在 2013 年春季和本次调查分别又出现了海链藻和束毛藻为数量优势的优势种，表明浮游植物群落结构处于不断的变化中。总体看，海区浮游植物种类相对丰富，多样性较好，各个种间数量均匀，群落结构稳定。群落主要优势种存在一定的更替，表明浮游植物群落结构处于不断的变化中。

4.4.3.3 浮游动物

浮游动物的历次调查结果见表 4-16。

表 4-16 浮游动物调查对比分析

| 调查时间 | 2018 年春季 | 2013 年春季 | 2011 年秋季 | 2011 年春季 |
|-------------------------|---------------------------|----------------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| 种类数 | 131 | 287 | 306 | 172 |
| 生物量(mg/m ³) | 14.55 | 232.78 | 63.6 | 163 |
| 丰度(ind/m ³) | 13.23 | 55.11 | 35.1 | 62.4 |
| 种类多样性指数 | 3.53 | 5.40 | 4.25 | 4.25 |
| 均匀度指数 | 0.66 | 0.74 | 0.72 | 0.74 |
| 丰富度指数 | 14.26 | 27.58 | 18.50 | — |
| 优势种 | 真刺水蚤、精致真刺水蚤、达氏筛哲水蚤和丹氏厚壳水蚤 | 芦氏拟真刺水蚤、普通波水蚤、东方萨利亚、达氏筛哲水蚤和异尾宽水蚤 | 小齿海樽、半口壮丽水母、肥胖箭虫和普通波水蚤等 10 种 | 长吻纽鳃樽、肥胖箭虫、太平洋箭虫和芦氏拟真刺水蚤等 11 种 |

本次调查的浮游动物群落各项指标低于以往结果，丰度和生物量均为历次调查的最低值，种类数也低于以往同期，这可能与本次调查站位较少有关。群落指数方面，种类多样性指数和丰富度仍保持在较高水平，与以往差异不显著。优势种变化较大，不同季节的优势种有所不同，真刺水蚤、普通波水蚤、达氏筛哲水蚤为海区常见的优势种。

4.4.3.4 底栖生物

底栖生物的历次调查结果见表 4-17。

表 4-17 恩平油田底栖生物历次调查对比分析

| 项目 | 2018 年春季 | 2013 年春季 | 2011 年春季 | 2011 年秋季 |
|---------------------------|----------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| 种类 | 113 | 156 | 145 | 124 |
| 主要种类组成 | 节肢动物, 38.9% | 节肢动物, 43.9% | 节肢动物, 43.1% | 节肢动物, 48.4% |
| | 脊索动物, 23.0% | 脊索动物, 17.8% | 脊索动物, 23.6% | 脊索动物, 19.4% |
| 主要优势种 | 银光梭子蟹、须赤虾、圆板赤虾、鳃齿、羊舌鲆和粒突鳞鲷 | 银光梭子蟹、栉管鞭虾和假长缝拟对虾 | 象牙长螯蟹、银光梭子蟹、栉管鞭虾等 | 银光梭子蟹、长螯拳蟹、假长缝拟对虾等 |
| 栖息密度(ind/m ²) | 15.8 | 12.0 | 5.6 | 8.0 |
| 生物量(g/m ²) | 18.60 | 2.39 | 1.15 | 0.59 |
| 多样性指数 | 4.17 | 4.13±0.84 | - | 3.81±1.73 |
| 均匀度指数 | 0.92 | 0.93±0.07 | - | 0.89±0.09 |

四次调查结果显示，调查海区底栖生物的多样性指数和均匀度差异不大，均处于较高水平，生物分布较均匀，生物群落较稳定。

4.5 社会环境现状

4.5.1 海洋捕捞生产状况

据广东省渔业统计年报，见表 4-18，广东省 2016-2018 年的海洋捕捞产量分别为 148.05、144.14、127.16 万吨，三年平均产量为 139.78 万吨，其中拖网、围网、刺网、张网、钓业及其它渔具的年平均产量分别为 698555、135830、406140、7763、94644 和 54901t，所占的比例分别为 49.97%、9.72%、29.05%、0.56%、6.77%和 3.93%。

表 4-18 广东省主要捕捞方式产量（单位：吨）

| 捕捞方式 | 2016 年 | 2017 年 | 2018 年 | 年平均 | 占比例 (%) |
|------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 拖网 | 749572 | 736851 | 609243 | 698555 | 49.97 |
| 围网 | 143089 | 133828 | 130573 | 135830 | 9.72 |
| 刺网 | 433718 | 423585 | 361118 | 406140 | 29.05 |
| 张网 | 8052 | 7027 | 8210 | 7763 | 0.56 |
| 钓具 | 90632 | 87167 | 106134 | 94644 | 6.77 |
| 其它渔具 | 55473 | 52905 | 56325 | 54901 | 3.93 |
| 合计 | 1480536 | 1441363 | 1271603 | 1397834 | 100.00 |

4.5.2 海水养殖概况

周边海域主要涉及广东省的各县市，根据广东省海洋与渔业局编制的广东省渔业统计年报，2016-2018 年广东省海水养殖产量逐年上升，见表 4-19。各年的总产量分别为 313.8、302.9、316.7 万吨，各年的养殖面积则基本保持稳定，分别为 19.6、16.2、16.6 万公顷。

按水域划分，海上、滩涂和其他水域近三年的年平均产量分别为 115.9、127.3 和 67.9 万吨，分别占全省年产量的 37.25%、40.92%和 21.83%；海上、滩涂和其他水域近三年的年平均养殖面积分别为 5.32、6.80 和 5.33 万公顷，分别占全省年平均的 30.49%、38.99%和 30.53%。

按养殖方式划分，主要有池塘、普通网箱、深水网箱、筏式、吊笼、底播和工厂化养殖，各种方式近三年的年平均产量分别为 66.08、11.62、2.72、41.17、9.12、67.61 和 0.75 万吨，分别占全省年平均总产量的 33.20%、5.84%、1.37%、20.68%、4.58%、33.96%和 0.38%。

表 4-19 油田开发区沿海海水养殖面积及养殖产量

| 分类 | | 2016 年 | | 2017 年 | | 2018 年 | |
|------------|------|-----------|--------------------------|-----------|--------------------------|-----------|--------------------------|
| | | 产量 (t) | 面积 (hm ²) | 产量 (t) | 面积 (hm ²) | 产量 (t) | 面积 (hm ²) |
| 按水域分 | 海上 | 1147205 | 60746 | 1140636 | 49477 | 1189355 | 49329 |
| | 滩涂 | 1323998 | 75453 | 1228302 | 64221 | 1267551 | 64370 |
| | 其他 | 666928 | 59866 | 660132 | 47992 | 710353 | 51915 |
| 合计 | | 3138131 | 196065 | 3029070 | 161690 | 3167259 | 165614 |
| 主要养殖 方式 | 池塘 | 635609 | 75780 | 656559 | 63799 | 690192 | 69210 |
| | 普通网箱 | 117669 | 4891120 m ² | 117458 | 2877146 m ² | 113328 | 3524001 m ² |
| | 深水网箱 | 20732 | 923178m ³ | 26407 | 802119 m ³ | 34415 | 1572332m ³ |
| | 筏式 | 405409 | 15523 | 399870 | 15224 | 429881 | 15835 |
| | 吊笼 | 95429 | 5081 | 84358 | 3898 | 93681 | 4060 |
| | 底播 | 688484 | 40062 | 644541 | 33185 | 695241 | 46144 |
| | 工厂化 | 6378 | 623675m ³ | 7239 | 756246 m ³ | 8926 | 828569 m ³ |

5 环境敏感区和环境保护目标分析

5.1 海洋主体功能区规划符合性分析

5.1.1 全国海洋主体功能区规划符合性分析

《全国海洋主体功能区规划》（国发[2015]42 号文）提出，要针对内水和领海、专属经济区和大陆架及其他管辖海域等的不同特点，根据不同海域资源环境承载能力、现有开发强度和发展潜力，合理确定不同海域主体功能，科学谋划海洋开发，调整开发内容，规范开发秩序，提高开发能力和效率，着力推动海洋开发方式向循环利用型转变，实现可持续开发利用，构建陆海协调、人海和谐的海洋空间开发格局。

根据《全国海洋主体功能区规划》，我国专属经济区和大陆架及其他管辖海域划分为重点开发区域和限制开发区域。重点开发区域包括资源勘探开发区、重点边远岛礁及其周边海域。该区域的开发原则是，加快推进资源勘探与评估，加强深海开采技术研发和成套装备能力建设；以海洋科研调查、绿色养殖、生态旅游等开发活动为先导，有序适度推进边远岛礁开发。对于资源勘探开发区，选择油气资源开采前景较好的海域，稳妥开展勘探、开采工作。加快开发研制深海及远程开采储运成套装备。加强天然气水合物等矿产资源调查评价、勘探开发科研工作。

本项目为海洋油气勘探开发项目，距岸最近距离为 170km，属于《全国海洋主体功能区规划》中的重点开发区域，符合该规划要求。

5.1.2 《广东省海洋主体功能区规划》的符合性分析

根据《广东省海洋主体功能区规划》，依据主体功能将海洋空间划分为四类区域：优化开发区域，是指开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构亟需调整和优化的海域。重点开发区域，是指在沿海经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。限制开发区域，是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。禁止开发区域，是指对维护海洋生物多样性，保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域，包括海洋自然保护区、领海基点所在岛屿以及于自然保护区内的无居民海岛。

本项目位于广东省海洋主体功能区规划范围外，与各海洋主体功能区相距较远，根据预测结果，施工期和运营期均不会对广东省海洋主体功能区产生不利影响，工程建设与《广东省海洋主体功能区规划》的管理要求相协调。

5.2 海洋功能区划符合性分析

5.2.1 全国海洋功能区划符合性分析

根据《全国海洋功能区划（2011~2020年）》，本项目位于南海北部海域，是我国重要的油气资源分布区。该海域主要功能为矿产与能源开发、渔业、海洋保护，重点加强珠江口盆地、琼东南盆地、莺歌海盆地、北部湾盆地油气资源勘探开发，加强渔业资源利用和养护，加强水产种质资源保护区建设，保护重要海洋生态系统和海域生态环境。

《全国海洋功能区划（2011~2020年）》对矿产与能源区中油气区的海洋环境保护要求为：水质执行不劣于现状海水水质标准；沉积物执行不劣于现状海洋沉积物质量标准；海洋生物质量执行不劣于现状海洋生物质量标准；在生态环境方面，应减少对海洋水动力环境产生影响，防止海岛、岸滩及海底地形地貌发生改变，不对毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区产生影响。

本项目属于海洋油气资源开发项目，与南海北部海域主要功能之一的“矿产与能源开发”具有一致性，符合全国海洋功能区划的功能定位。本项目大部分调整井利用老井眼侧钻实施，少量调整井利用新加井槽实施，仅对依托现有平台进行适应性改造。本项目投产后，生产水处理达标后排放，只对小范围排污混合区内的海水水质有影响，对排污混合区外的周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响均不会增加，不会劣于现状水平。

综上所述，本项目符合《全国海洋功能区划（2011~2020年）》的要求。

5.2.2 广东省海洋功能区划符合性分析

根据《广东省海洋功能区划（2011~2020）》，本项目位于《广东省海洋功能区划（2011~2020）》范围之外。根据海洋功能区划，本项目周围海域和沿岸的海洋功能区主要分为海洋保护区、农渔业区、港口航运区、旅游休闲区、特殊利用区等。本项目新建设施距离海洋保护区、港口航运区、旅游休闲区均较远，最近距离在100km以上。

本项目在建设阶段主要污染物是钻完井作业产生的钻井液和钻屑，排放时间短，对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复。正常生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后排放，生产水扩散的超标面积和影响距离均不大，超一类水质的最远距离在2km之内；其它污染物排放量相对较小。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到100km外功能区内的海洋生态环境和渔业水域环境。本项目与《广东省海洋功能区划（2011~2020）》相协调。

5.3 与海洋生态红线符合性分析

根据《广东省海洋生态红线》，本项目距离《广东省海洋生态红线》所划定的各类红线区均较远，距离万山群岛重要渔业海域限制类红线区最近，距离 100km 以上。本工程在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到 100km 外的海洋生态环境和渔业水域环境。本项目与《广东省海洋生态红线》相协调。

5.4 产业政策符合性分析

本项目为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录》(2019 年)中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目建设符合国家产业政策要求。

5.5 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，十三五期间，将深入推进能源革命，着力推动能源生产利用方式变革，优化能源供给结构，提高能源利用效率，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，维护国家能源安全。加强陆上和海上油气勘探开发，有序开放矿业权。坚持陆海统筹，发展海洋经济，科学开发海洋资源，保护海洋生态环境，维护海洋权益，建设海洋强国。本项目符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

5.6 能源发展战略行动计划（2014-2020 年）

根据国务院办公厅发布的《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》，到 2020 年，要基本形成比较完善的能源安全保障体系。国内一次能源生产总量达到 42 亿吨标准煤，能源自给能力保持在 85%左右，石油储采比提高到 14-15，能源储备应急体系基本建成。本项目为海洋油气开发项目，与《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》的目标相符。

5.7 环境敏感区及环境敏感保护目标分布

5.7.1 海洋保护区

根据《广东省海洋功能区划》(2011~2020)，油田附近海洋保护区主要有担杆列岛海洋保护区、佳蓬列岛海洋保护区、大襟岛海洋保护区、大帆石海洋保护区、珠江口海洋保护区、乌猪洲海洋保护区、碣石湾近海海洋保护区、遮浪南海洋保护区、针头岩海洋保护区等。本项目距离上述保护区较远，均在 100km 以上。恩平油田群附近主要海洋保护区分布见图 5-1。

担杆列岛海洋保护区面积约为 42471 公顷。海洋环境保护管理要求为：保护担杆上升流海洋生态系统；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

佳蓬列岛海洋保护区所在位置与珠海市庙湾珊瑚自然保护区相同，面积约为 6151 公顷。海洋环境保护管理要求为：保护珊瑚礁生态系统；加强保护区海洋生态环境监测；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

大襟岛海洋保护区即为台山大襟岛中华白海豚自然保护区，为省级自然保护区。2003 年 1 月成立江门市台山大襟岛自然保护区，2007 年 2 月升为省级。台山大襟岛中华白海豚自然保护区位于台山东南海区，包括大襟岛、二襟岛、三杯酒岛等大小岛屿和排石，总面积 10747.7 公顷。其中核心区 4235.8 公顷、缓冲区 2580.1 公顷、实验区 3931.8 公顷。区内共有 10 余种珍稀濒危物种，其中最为珍贵的是国家一级重点保护物种中华白海豚。

乌猪洲海洋保护区即乌猪岛海洋特别保护区，为市级保护区，其保护的主要对象为陆生、水生生物及其生存环境。

珠江口海洋保护区即珠江口中华白海豚自然保护区。海洋环境保护管理要求为：保护中华白海豚及其生境；加强保护区海洋生态环境监测；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。珠江口中华白海豚自然保护区始建于 1999 年 10 月（粤办函 [1999] 583 号），2003 年 6 月升级为国家级自然保护区（国办发 [2003] 54 号），主管部门是广东省海洋与渔业局。珠江口中华白海豚自然保护区位于珠江口北端，属珠海市水域范围内，总面积 460 平方公里，东界线为粤港水域分界线，西界线为 113°40'00"E，南界线为 22°11'00"N，北界线为 22°24'00"N，核心区面积 140 平方公里，缓冲区面积 192 平方公里，实验区面积 128 平方公里，是我国目前资源数量最大的中华白海豚栖息地。

碣石湾近海海洋保护区与汕尾海马自然保护区位置大体一致，位于碣石镇南部海域（115°41'50"E~116°00'51"E，22°20'40"N~22°32'53"N），面积为 48115 公顷。海洋环境保护管理要求为：保护海马及其生境；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

遮浪南海洋保护区面积约为 15552 公顷，海洋环境保护管理要求为：严格保护遮浪上升流海洋生态系统；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

针头岩海洋保护区面积约为 27585 公顷，海洋环境保护管理要求为：执行海水水质一

类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

大帆石海洋保护区位于广东省江门市，面积为 14856 公顷，相适应的海域使用类型为特殊用海，海域使用管理要求严格保护大帆石领海基点，禁止炸岛等破坏性活动。海洋环境保护要求为：执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

图 5-1 油田周边主要海洋保护区分布示意图

5.7.2 农渔业区

农渔业区指适于拓展农业发展空间和开发利用海洋生物资源，可供围垦、渔港和育苗场等渔业基础设施建设，海水增养殖和捕捞生产，以及重要渔业品种养护的海域。油田附近农渔业区主要有湛江-珠海近海农渔业区、珠海-潮州近海农渔业区及近海各渔场。恩平油田群距离农渔业较远，均在 100km 以外。

湛江-珠海近海农渔业区：面积约为 3053896 公顷。海洋环境保护管理要求为：保护重要渔业品种的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道；执行海水水质一类标准、沉积物质量一类标准和海洋质量一类标准。

珠海-潮州近海农渔业区：面积约为 1272845 公顷，海洋环境保护管理要求为：保护重要渔业品种的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

5.7.3 水产种质资源保护区

本项目附近的水产种质资源保护区主要有上下川岛中国龙虾国家级水产种质资源保护区。上下川岛中国龙虾国家级水产种质资源保护区：地处珠江口西侧的江门市上下川群岛南部海域，地理范围界于东经 112°29'18"~112°55'42"，北纬 21°33'34"~21°39'48"，总面积为 42000 公顷，其中核心区面积是 22000 公顷，实验区面积是 20000 公顷，核心区特别保护期为每年的 3 至 9 月。保护区的主要保护对象是中国龙虾及鱼类多样性。上下川岛保护区由于气候温和、岛屿众多、岸线曲折、水交换良好、深浅适宜、盐度适中、酸碱度合理、加上周围大小不等的岛屿和排石形成较好的庇护，成为鱼虾等水产资源的理想栖息、繁殖场所，同时也是中国龙虾的主产区之一。该种质资源保护区位于恩平油田群的西北部，距离调整井项目最近约 150km。项目附近主要水产种质资源保护区见图 5-2。

图 5-2 油田附近主要水产种质资源保护区示意图

5.7.4 产卵场

本节内容摘自广东海洋大学 2019 年 10 月完成的《恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群渔业资源现状调查与评价专题报告》。恩平油田群附近海域的分布有中上层鱼类产卵场：蓝圆鲹产卵场、鲈鱼产卵场；底层和近底层鱼类产卵场：金线鱼产卵场、绯鲤类产卵场、深水金线鱼、短尾大眼鲷产卵场、长尾大眼鲷、黄鲷产卵场。

蓝圆鲹产卵场：粤西外海区****~****E, ****~****N 之间，水深 70~180 m 海域，产卵期为 4~6 月；珠江口近海区****~****E、****~****N，水深为 60m 以内，产卵期 12~3 月。

鲈鱼产卵场：珠江口近海区****~****E, ****~****N，水深 30~80m，产卵期 1~3 月；粤西外海区****~****E, ****~****N 之间，水深 90~200 m 海域，产卵盛期为 1~6 月；珠江口外海区****~****E、****~****，水深 90~200m，产卵期 1~3 月。

金线鱼产卵场：南海北部由海南岛东岸一直延伸到汕尾附近****~****，水深 40-80m，产卵期 3~8 月。

绯鲤类产卵场：珠江口近海****~****E, ****~****N，水深约 20m~87m，产卵期 3~6 月。珠江口-粤西外海产卵场，****~****E, ****~****N，水深 60~100m，产卵期 3~6 月。

深水金线鱼产卵场：从海南岛东岸****~****E 以东一直延伸到****~****E，水深 90~200m，产卵期 3~9 月。

短尾大眼鲷南海北部产卵场：广泛分布于南海北部水深 71m~107m 等深线范围内，由海南岛东部向东北延伸到汕尾外海****~****E。产卵期 4~7 月。

长尾大眼鲷产卵场：有两处，海陵岛南部****~****E、****~****N；万山列岛的东南部****~****E, ****~****N，水深 26~80m，产卵期 5~7 月。

黄鲷产卵场：南海北部外海沿 90m 等深线由海南岛东部向东北延伸至汕尾外海****~****E，水深 77~119m，连成一条带状，产卵期 12 月至翌年 3 月。

项目周边主要产卵场分布见图 5-3。项目周边主要敏感目标见表 5-1。

图 5-3 (1) 油田附近重要经济鱼类产卵场分布图 (中上层鱼类产卵场)

图 5-3 (2) 油田附近重要经济鱼类产卵场分布图 (底层和近底层鱼类产卵场)

表 5-1 周围主要环境敏感目标

| 类型 | 敏感目标名称 | 与工程最短距离/方位 (km) |
|-----------|-------------------------------|-----------------|
| 海洋保护区 | 乌猪洲海洋保护区 | 152/西北 |
| | 大襟岛海洋保护区 (台山大襟岛中华白海豚自然保护区) | 160/西北 |
| | 担杆列岛海洋保护区 | 159/东北 |
| | 佳蓬列岛海洋保护区 (珠海市庙湾珊瑚自然保护区) | 143/北 |
| 水产种质资源保护区 | 上下川岛中国龙虾国家级水产种质资源保护区 | 150/西北 |
| 产卵场 | 蓝圆鲹粤西外海区产卵场 | 120/西 |
| | 蓝圆鲹珠江口近海区产卵场 | 75/北 |
| | 鲈鱼粤西外海区产卵场 | 211/西南 |
| | 鲈鱼珠江口近海区产卵场 | 53/北 |
| | 鲈鱼珠江口外海区产卵场 | 7/南 |
| | 绯鲤类珠江口近海产卵场 | 108/北 |
| | 绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场 | 以内 |
| | 金线鱼产卵场 | 44/北 |
| | 深水金线鱼产卵场 | 1/南 |
| | 短尾大眼鲷南海北部产卵场 | 以内 |
| | 长尾大眼鲷海陵岛南部产卵场 | 111/西 |
| | 长尾大眼鲷万山列岛产卵场 | 6/北 |
| | 黄鲷产卵场 | 以内 |

6 环境影响预测与分析

6.1 建设阶段

调整井项目在钻完井阶段的主要污染物是钻完井期间产生的钻井液和钻屑，以及参加施工作业人员产生的少量生活污水、生活垃圾和生产垃圾。

生活污水、生活垃圾产生量较少，除少量食品废弃物粉碎后排海外的所有生活垃圾和生产垃圾全部送至陆上交给有资质单位进行处理，生活污水通过平台上的生活污水处理装置处理达标后排放，对海域水质影响很小。

钻完井阶段的钻井液、钻屑的排放属于短期行为，但瞬间排放速率较大。本次将着重分析钻井液、钻屑对海水水质、海底沉积物和生物生态的影响。

本次调整井工程钻完井阶段钻屑与钻井液对周围海域的影响分析采用类比分析法，类比已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》（2012）和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中的预测结果进行分析。

6.1.1 钻井液和钻屑排放对海水水质影响分析

6.1.1.1 钻井液对海水水质影响分析

(1) 钻井液排放源强

本项目在 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台进行钻完井作业，EP24-2DPP 平台共分 4 年实施，钻井液排放速率约 $35\text{m}^3/\text{h}$ ；EP18-1WHPA 平台共分 4 年实施，钻井液排放速率约 $35\text{m}^3/\text{h}$ ；EP23-1DPP 平台分 3 年实施，钻井液排放速率约 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。

(2) 类比条件

根据已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》（2012）和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中 EP24-2DPP 平台的钻井液排放速率为 $35\text{m}^3/\text{h}$ ，EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台的钻井液排放速率均大于 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。本次调整井项目钻井液在 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台排放，排放速率为 $35\text{m}^3/\text{h}$ ，且平台地理位置、水深、水文动力等类比条件一致。因此，本次引用已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》（2012）和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中的预测结果。

(3) 浓度增量预测结果

根据已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》(2012)和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015)的预测结果, EP24-2DPP 平台排放的钻井液影响主要集中在表层, 悬浮物超一(二)类水质海域的包络线面积最大约为 0.308km², 距离排放点的最大距离为 0.78km, 停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 13.3h, 表层以下无超标区域。EP18-1WHPA 平台排放的钻井液影响主要集中在表层, 超一(二)类水质海域的包络线面积最大约为 1.428km², 距离排放点的最大距离为 1.421km, 停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 13.8h, 表层以下无超标区域。EP23-1DPP 平台排放的钻井液影响主要集中在表层, 超一(二)类水质海域的包络线面积最大约为 2.142km², 距离排放点的最大距离为 1.617km, 停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 17.7h, 表层以下无超标区域。EP24-2DPP 平台钻井液预测结果和浓度区间面积见表 6-1、表 6-2, EP18-1WHPA 平台钻井液预测结果和浓度区间面积见表 6-3、表 6-4, EP23-1DPP 平台钻井液预测结果和浓度区间面积见表 6-5、表 6-6。

表 6-1 EP24-2DPP 平台钻井液预测结果(表层)

| | 超一类面积 (km ²) | 超三类面积 (km ²) | 超四类面积 (km ²) | 超一类最大距离 (km) | 恢复时间 (h) |
|------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------|
| 包络面积 | 0.308 | 0.070 | 0.033 | 0.78 | 13.3 |

表 6-2 EP24-2DPP 平台钻井液浓度区间面积(表层)

| 超标倍数 | Bi<1 (10~20mg/L) | 1≤Bi<4 (20~50mg/L) | 4≤Bi<9 (50~100mg/L) | Bi≥9 (≥100mg/L) |
|----------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| 包络面积 (km ²) | 0.093 | 0.113 | 0.050 | 0.041 |

表 6-3 EP18-1WHPA 平台钻井液预测结果(表层)

| | 超一类面积 (km ²) | 超三类面积 (km ²) | 超四类面积 (km ²) | 超一类最大距离 (km) | 恢复时间 (h) |
|------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------|
| 包络面积 | 1.428 | 0.265 | 0.154 | 1.421 | 13.8 |

表 6-4 EP18-1WHPA 平台钻井液浓度区间面积(表层)

| 超标倍数 | Bi<1 (10~20mg/L) | 1≤Bi<4 (20~50mg/L) | 4≤Bi<9 (50~100mg/L) | Bi≥9 (≥100mg/L) |
|----------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| 包络面积 (km ²) | 0.381 | 0.482 | 0.300 | 0.267 |

表 6-5 EP23-1DPP 平台钻井液预测结果（表层）

| | 超一类面积 (km ²) | 超三类面积 (km ²) | 超四类面积 (km ²) | 超一类最大距离 (km) | 恢复时间 (h) |
|------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------|
| 包络面积 | 2.142 | 0.758 | 0.511 | 1.617 | 17.7 |

表 6-6 EP23-1DPP 平台钻井液浓度区间面积（表层）

| 超标倍数 | Bi<1 (10~20mg/L) | 1≤Bi<4 (20~50mg/L) | 4≤Bi<9 (50~100mg/L) | Bi≥9 (≥100mg/L) |
|----------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| 包络面积 (km ²) | 0.451 | 0.527 | 0.405 | 0.757 |

由于本次调整井工程钻井液排放速率小于等于已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》（2012）和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中的钻井液排放速率，因此，调整井工程钻完井作业排放的钻井液对海水水质的影响范围、影响时间和面积都不会超过原有的预测结果。钻井液排放停止后，海水水质将很快恢复到原来状态。因此，钻井液排海对海洋环境的影响是一次性的、短期的、可恢复的，对海洋水质的影响较小。

6.1.1.2 钻屑对海水水质影响分析

(1) 钻屑排放源强

本项目在 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台进行钻完井作业，EP24-2DPP 平台共分 4 年实施，钻屑排放最大速率约 18.6m³/d；EP18-1WHPA 平台共分 4 年实施，钻屑排放最大速率约 16.9m³/d；EP23-1DPP 平台分 3 年实施，排放速率约 17.3m³/d。

(2) 类比条件

根据已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》（2012）和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中 EP24-2DPP 平台的钻井液排放速率为 24.5m³/d，EP18-1WHPA 平台的钻屑排放速率为 48m³/d，EP23-1DPP 平台的钻屑排放速率为 33.8 m³/d，本次调整井项目钻屑在 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台排放的速率没有超过原环评报告书，且排放地点、水深、水文动力等条件一致。因此，本次引用已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》（2012）和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中的预测结果。

(3) 浓度增量预测结果

根据已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》(2012)和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015)的预测结果, EP24-2DPP 平台排放的钻屑影响主要集中在表层, 超一(二)类水质海域的包络线面积最大约为 0.243km², 距离排放点的最大距离为 0.38km, 停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 4.5h; 钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.028km², 离排放点最大距离约 0.15km。EP24-2DPP 平台钻屑预测结果和浓度区间面积见表 6-7、表 6-8。

EP18-1WHPA 平台排放的钻屑影响主要集中在表层, 超一(二)类水质海域的包络线面积最大约为 0.081km², 距离排放点的最大距离为 0.304km, 停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 4.3h; 钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.030km², 离排放点最大距离约 0.16km。EP18-1WHPA 平台钻屑预测结果和浓度区间面积见表 6-9、表 6-10。

EP23-1DPP 平台排放的钻屑影响主要集中在表层, 超一(二)类水质海域的包络线面积最大约为 0.094km², 距离排放点的最大距离为 0.261km, 停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 3.5h。钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.048km², 离排放点最大距离约 0.20km。EP23-1DPP 平台钻屑预测结果和浓度区间面积见表 6-11、表 6-12。

表 6-7 EP24-2DPP 平台钻屑预测结果

| | 超一类面积 (km ²) | 超三类面积 (km ²) | 超四类面积 (km ²) | 超一类最大距离 (km) | 恢复时间 (h) |
|----|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------|
| 表层 | 0.243 | 0.015 | 0.008 | 0.38 | 4.5 |
| 中层 | 0.018 | / | / | 0.05 | 2.0 |
| 底层 | 0.003 | / | / | <0.05 | 0.5 |

表 6-8 EP24-2DPP 平台钻屑浓度区间面积

| 超标倍数 | Bi<1 (10~20mg/L) | 1≤Bi<4 (20~50mg/L) | 4≤Bi<9 (50~100mg/L) | Bi≥9 (≥100mg/L) |
|---------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| 表层包络面积 (km ²) | 0.108 | 0.09 | 0.030 | 0.016 |
| 中层包络面积 (km ²) | 0.009 | 0.003 | 0.001 | 0.004 |
| 底层包络面积 (km ²) | 0.003 | 0 | 0 | 0 |

表 6-9 EP18-1WHPA 平台钻屑预测结果

| | 超一类面积 (km ²) | 超三类面积 (km ²) | 超四类面积 (km ²) | 超一类最大距离 (km) | 恢复时间 (h) |
|----|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------|
| 表层 | 0.081 | 0.004 | 0.003 | 0.304 | 4.3 |
| 中层 | 0.035 | / | / | 0.134 | 2.2 |
| 底层 | 0.010 | / | / | 0.066 | 1.0 |

表 6-10 EP18-1WHPA 平台钻屑浓度区间面积

| 超标倍数 | Bi<1 (10~20mg/L) | 1≤Bi<4 (20~50mg/L) | 4≤Bi<9 (50~100mg/L) | Bi≥9 (≥100mg/L) |
|---------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| 表层包络面积 (km ²) | 0.041 | 0.031 | 0.010 | 0.004 |
| 中层包络面积 (km ²) | 0.035 | 0 | 0 | 0 |
| 底层包络面积 (km ²) | 0.010 | 0 | 0 | 0 |

表 6-11 EP23-1DPP 平台钻屑预测结果

| | 超一类面积 (km ²) | 超三类面积 (km ²) | 超四类面积 (km ²) | 超一类最大距离 (km) | 恢复时间 (h) |
|----|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-------------|
| 表层 | 0.094 | 0.004 | 0.002 | 0.261 | 3.5 |
| 中层 | 0.013 | 0.004 | / | 0.086 | 2.0 |
| 底层 | 0.003 | / | / | 0.050 | 1.0 |

表 6-12 EP23-1DPP 平台钻屑浓度区间面积

| 超标倍数 | Bi<1 (10~20mg/L) | 1≤Bi<4 (20~50mg/L) | 4≤Bi<9 (50~100mg/L) | Bi≥9 (≥100mg/L) |
|---------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|--------------------|
| 表层包络面积 (km ²) | 0.049 | 0.031 | 0.010 | 0.004 |
| 中层包络面积 (km ²) | 0.009 | 0.003 | 0.001 | 0.004 |
| 底层包络面积 (km ²) | 0.003 | 0 | 0 | 0 |

由于本次调整井工程钻屑排放速率小于已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》(2012)和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015)中的钻屑排放速率,因此,调整井工程钻完井作业排放的钻屑对海水水质的范围和程度不会超过以上预测结果。

由以上分析可知,调整井钻井作业钻井液、钻屑的排放对所在海域水环境的影响范围和程度都是非常有限的。

6.1.2 钻井液和钻屑排放对沉积物影响分析

钻井液和钻屑入海后,在海水运动的作用下,会在海底一定的范围内聚集。钻井液和钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。一般而言,钻井液和钻屑的沉积区域半径为 1000m~2000 m 左右。但大部分都沉积在 200m 以内,形成锥状堆积,覆盖一部分原海底,所覆盖区域的沉积物类型会有所变化,并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。一般来说,当钻井液和钻屑停止排放后,由于受海水、海流、水深等多种因素,对底质的影响会逐渐削弱,并在短期内得到恢复。油层段水基钻井液和钻屑含油量均较低,且排放量非常有限,因此,对底质的影响较小。

根据已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》(2012)和《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015)中钻屑排放的预测结果,EP24-2DPP 平台排放的钻屑

覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.028km²，离排放点最大距离约 0.15km。EP18-1WHPA 平台排放的钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.030km²，离排放点最大距离约 0.16km。EP23-1DPP 平台排放的钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.048km²，离排放点最大距离约 0.2km。

类比分析可知，本次调整井工程各平台钻屑排放量对沉积物影响范围均不会超过原报告书的预测结果，对沉积物影响范围仅集中在钻井附近很小的距离内，其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的。

6.1.3 钻井液和钻屑排放对生物生态影响分析

在正常生产情况下，调整井钻完井对环境的影响仅限于平台周围海域，对海洋生物的影响仅局限在污染物排放源的周围，主要是对平台周围局部海域的浮游植物、鱼卵、幼虫、幼体及底栖生物可能产生一定影响。

调整井在钻完井过程中，排放的钻屑和钻井液可能使水体中固体悬浮物含量增加，导致海水透明度和光照下降。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体中浮游植物的生长与繁殖，降低了海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。但由于钻井阶段时间较短，随着施工作业结束，停止钻井液、钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

排放的钻屑和钻井液会增加海水的浑浊度，减少透光层厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层的浮游植物的生产力水平下降，对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短时期的，完成作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，从而恢复浮游生物的正常生存环境。

钻井液和钻屑的排放对于底栖生物的影响主要是对其的掩埋作用。钻井液和钻屑排入海中以后，由于受海水的作用，粘土粒子会迅速发生絮凝、形成大颗粒下沉。钻井液和钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深和排放深度等因素的影响。

根据类比分析结果，各平台排放的钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积均不超过 0.048km²，可以做出如下预测：（1）在平台周围底栖生物将受到钻屑排放的明显影响；（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的鱼类造成明显的危害；（3）本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 0.048km² 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多

样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

6.1.4 钻井液和钻屑排放对海洋生物资源的损失估算

鱼卵、仔鱼和游泳动物密度均采用广东海洋大学于 2019 年 10 月的调查数据，底栖生物密度根据国家海洋局南海环境监测中心于 2018 年 4 月调查的数据计算，渔业资源计算参数见表 6-13。

表 6-13 渔业资源计算参数

| 种类 | 数据来源 | 资源密度 |
|----------------------------|--------------------|------|
| 鱼卵 (粒/m ³) | 渔业资源调查资料 (2019.10) | *** |
| 仔稚鱼 (尾/m ³) | | *** |
| 鱼类幼体 (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) | | *** |
| 成体(kg/km ²) | | *** |
| 底栖生物(g/m ²) | 春季现状调查资料 (2018.4) | *** |

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，生物资源损失量按以下公式计算：

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

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克(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、个平方千米或千克平方千米 (kg/km²)；

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米 (km²)；在此指不同浓度所影响的面积；

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

N ——某一污染物浓度增量分区总数。

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克 (kg)；

W_i ——第 i 种类生物资源一次平均损失量，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/T 9110-2007)，各类生物的损失率取值见表 6-14。

表 6-14 污染物对各类生物的损失率

| 污染物超标倍数 (B_i) | 各类生物损失率 (%) | | |
|-----------------------------------|-------------|----|----------|
| | 鱼卵、仔稚鱼 | 幼体 | 成体(游泳动物) |
| $B_i \leq 1$ 倍 (10~20mg/L) | 5 | 5 | 1 |
| $1 < B_i \leq 4$ 倍 (20~50mg/L) | 10 | 10 | 5 |
| $4 < B_i \leq 9$ 倍 (50~100 mg/L) | 30 | 30 | 15 |
| $B_i \geq 9$ 倍 (≥ 100 mg/L) | 50 | 50 | 30 |

6.1.4.1 钻井液排放对海洋生物资源的影响

根据类比预测结果，本次调整井项目钻井液排放对周围海水水质的影响深度为表层（海面以下 10m 以上）。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价规程》(SC/T9110-2007)，生物资源损失量的评估公式为： $W_i = D_i \times S_i$ ， W_i 为第 i 种类生物资源受损量， D_i 为评估区域内第 i 种类生物资源密度， S_i 为第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积。经计算调整井项目钻井液排放所造成的损失量见表 6-15、表 6-16、表 6-17。

表 6-15 EP24-2DPP 平台钻井液排放造成渔业资源损失量

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) * | 损失量计算 | | | | | | | | | |
|----------|---------------------------|---------------|------------------------|-------------------------|-----------|----------|-----------|----------|------|-----------|--------|
| | | 鱼卵、仔稚鱼损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体损失率 (%) | 鱼类幼体 (尾) | 头足类幼体 (尾) | 虾类幼体 (尾) | 蟹类幼体 | 成体损失率 (%) | 成体 (t) |
| ≤1 | 0.093 | 5 | | | 5 | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.113 | 10 | | | 10 | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.05 | 30 | | | 30 | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.041 | 50 | | | 50 | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | - | |

表 6-16 EP18-1WHPA 平台钻井液排放造成渔业资源损失量

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) * | 损失量计算 | | | | | | | | | | |
|----------|---------------------------|---------------|------------------------|-------------------------|-----------|----------|-----------|----------|------|-----------|--------|--|
| | | 鱼卵、仔稚鱼损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体损失率 (%) | 鱼类幼体 (尾) | 头足类幼体 (尾) | 虾类幼体 (尾) | 蟹类幼体 | 成体损失率 (%) | 成体 (t) | |
| ≤1 | 0.381 | 5 | | | 5 | | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.482 | 10 | | | 10 | | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.3 | 30 | | | 30 | | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.267 | 50 | | | 50 | | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | | - | |

表 6-17 EP23-1DPP 平台钻井液排放造成渔业资源损失量

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) * | 损失量计算 | | | | | | | | | | |
|----------|---------------------------|---------------|------------------------|-------------------------|-----------|----------|-----------|----------|------|-----------|--------|--|
| | | 鱼卵、仔稚鱼损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体损失率 (%) | 鱼类幼体 (尾) | 头足类幼体 (尾) | 虾类幼体 (尾) | 蟹类幼体 | 成体损失率 (%) | 成体 (t) | |
| ≤1 | 0.451 | 5 | | | 5 | | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.527 | 10 | | | 10 | | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.405 | 30 | | | 30 | | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.757 | 50 | | | 50 | | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | | - | |

经计算，本次调整井项目钻井液排放所造成的鱼卵损失量不超过***×10⁴粒，仔稚鱼损失量不超过***尾，鱼类幼体损失量不超过***尾，头足类幼体损失量不超过***尾，虾类幼体损失量不超过***尾，蟹类幼体损失量不超过***尾，游泳生物成体损失量不超过***t。

6.1.4.2 钻屑排放对海洋生物资源的影响

本项目钻完井作业在 EP24-2DPP 平台和 EP18-1WHPA 平台分 4 年实施、EP23-1DPP 平台钻完井作业在 3 年实施，因此在计算海洋生物资源损失量时 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台按 4 年计算，EP23-1DPP 平台按 3 年计算。

海洋生物资源损失以 15 天一个周期计算，EP24-2DPP 平台每年平均排放***个周期，EP18-1WHPA 平台每年平均排放***个周期，EP23-1DPP 平台每年平均排放***个周期。

表 6-18 EP24-2DPP 平台钻屑排放对渔业资源损失量(表层)

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | |
|------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|----------|----------------------|-----------|
| | | 鱼卵、 仔稚鱼 损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚 鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体 损失 率(%) | 鱼类幼 体 (尾) | 头足类幼 体 (尾) | 虾类幼 体 (尾) | 蟹类幼 体 | 成体 损失 率 (%) | 成体 (t) |
| ≤1 | 0.108 | 5 | | | 5 | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.09 | 10 | | | 10 | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.03 | 30 | | | 30 | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.016 | 50 | | | 50 | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量 (5.3 个周期) | | | | | - | | | | | - | |

表 6-19 EP24-2DPP 平台钻屑排放对渔业资源损失量(中层)

| 超 标 倍 数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|----------|------------------------|-----------------|
| | | 鱼卵、 仔稚鱼 损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体 损失 率(%) | 鱼类幼 体 (尾) | 头足类幼 体 (尾) | 虾类幼 体 (尾) | 蟹类 幼体 | 游泳生 物 损失率 (%) | 游泳生 物 (t) |
| ≤1 | 0.009 | 5 | | | 5 | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.003 | 10 | | | 10 | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.001 | 30 | | | 30 | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.004 | 50 | | | 50 | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | 95 | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量 (5.3 个周期) | | | | | - | | | | | - | |

表 6-20 EP24-2DPP 平台钻屑排放对渔业资源损失量(底层)

| 超 标 倍 数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | |
|-------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|----------|----------------------------|-----------------|
| | | 鱼卵、 仔稚鱼 损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体 损失 率(%) | 鱼类幼 体 (尾) | 头足类幼 体 (尾) | 虾类幼 体 (尾) | 蟹类 幼体 | 游泳 生物 损失 率 (%) | 游泳生 物 (t) |
| ≤1 | 0.003 | 5 | | | 5 | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0 | 10 | | | 10 | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0 | 30 | | | 30 | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0 | 50 | | | 50 | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量 (5.3 个周期) | | | | | - | | | | | - | |

表 6-21 EP24-2DPP 平台钻屑造成底栖生物损失量

| 半径 50m | | 覆盖厚度>2cm | | 1 个周期损失量(t) | 年平均持续性损失量(t) (5.3 个周期) |
|----------------------|------|----------------------|------|-------------|------------------------|
| 面积(km ²) | 损失率% | 面积(km ²) | 损失率% | | |
| 0.0078 | 100 | 0.0202 | 50 | | |

表 6-22 EP18-1WHPA 平台钻屑排放对渔业资源损失量 (表层)

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | | |
|---------------------|-------------------------|---------------|------------------------|-------------------------|-----------|----------|-----------|----------|----------|-----------|--------|--|
| | | 鱼卵、仔稚鱼损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体损失率 (%) | 鱼类幼体 (尾) | 头足类幼体 (尾) | 虾类幼体 (尾) | 蟹类幼体 (尾) | 成体损失率 (%) | 成体 (t) | |
| ≤1 | 0.041 | 5 | | | 5 | | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.031 | 10 | | | 10 | | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.01 | 30 | | | 30 | | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.004 | 50 | | | 50 | | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量 (4.4 个周期) | | | | | - | | | | | | - | |

表 6-23 EP18-1WHPA 平台钻屑排放对渔业资源损失量 (中层)

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------------------------|---------------|------------------------|-------------------------|-----------|----------|-----------|----------|----------|-------------|----------|--|
| | | 鱼卵、仔稚鱼损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体损失率 (%) | 鱼类幼体 (尾) | 头足类幼体 (尾) | 虾类幼体 (尾) | 蟹类幼体 (尾) | 游泳生物损失率 (%) | 游泳生物 (t) | |
| ≤1 | 0.035 | 5 | | | 5 | | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0 | 10 | | | 10 | | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0 | 30 | | | 30 | | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0 | 50 | | | 50 | | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | | - | |
| 年持续性损失量 (4.4 个周期) | | | | | - | | | | | | - | |

表 6-24 EP18-1WHPA 平台钻屑排放对渔业资源损失量 (底层)

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | | |
|---------------------|-------------------------|---------------|------------------------|-------------------------|-----------|----------|-----------|----------|----------|-----------|--------|--|
| | | 鱼卵、仔稚鱼损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体损失率 (%) | 鱼类幼体 (尾) | 头足类幼体 (尾) | 虾类幼体 (尾) | 蟹类幼体 (尾) | 成体损失率 (%) | 成体 (t) | |
| ≤1 | 0.01 | 5 | | | 5 | | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0 | 10 | | | 10 | | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0 | 30 | | | 30 | | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0 | 50 | | | 50 | | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量 (4.4 个周期) | | | | | - | | | | | | - | |

表 6-25 EP18-1WHPA 平台钻屑造成底栖生物损失量

| 半径 50m | | 覆盖厚度 > 2cm | | 1 个周期损失量(t) | 年平均持续损失量(t) (4.4 个周期) |
|----------------------|------|----------------------|------|-------------|--------------------------|
| 面积(km ²) | 损失率% | 面积(km ²) | 损失率% | | |
| 0.0078 | 100 | 0.0202 | 50 | | |

表 6-26 EP23-1DPP 平台钻屑排放对渔业资源损失量（表层）

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------------|----------------------|---------------------------|----------------------------|--------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------|
| | | 鱼卵、仔稚鱼 损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体 损失率(%) | 鱼类幼 体 (尾) | 头足类幼 体 (尾) | 虾类幼 体 (尾) | 蟹类幼 体 (尾) | 成体 损失 率 (%) | 成体 (t) |
| ≤1 | 0.049 | 5 | | | 5 | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.031 | 10 | | | 10 | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.01 | 30 | | | 30 | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.004 | 50 | | | 50 | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量（2.6 个周期） | | | | | - | | | | | - | |

表 6-27 EP23-1DPP 平台钻屑排放对渔业资源损失量（中层）

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------------|----------------------|---------------------------|----------------------------|--------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------|
| | | 鱼卵、仔稚鱼 损失率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体 损失率(%) | 鱼类幼 体 (尾) | 头足类幼 体 (尾) | 虾类幼 体 (尾) | 蟹类幼 体 (尾) | 成体 损失 率 (%) | 成体 (t) |
| ≤1 | 0.009 | 5 | | | 5 | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0.003 | 10 | | | 10 | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0.001 | 30 | | | 30 | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0.004 | 50 | | | 50 | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量（2.6 个周期） | | | | | - | | | | | - | |

表 6-28 EP23-1DPP 平台钻屑排放对渔业资源损失量（底层）

| 超标倍数 (倍) | 超标面积 (km ²) | 损失量计算 | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------------|----------------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------|
| | | 鱼卵、仔稚鱼 损失 率 (%) | 鱼卵 (10 ⁴ 粒) | 仔稚 鱼 (10 ⁴ 尾) | 幼体 损失 率 (%) | 鱼类幼 体 (尾) | 头足类幼 体 (尾) | 虾类幼 体 (尾) | 蟹类幼 体 (尾) | 成体 损失 率 (%) | 成体 (t) |
| ≤1 | 0.003 | 5 | | | 5 | | | | | 1 | |
| 1~4 | 0 | 10 | | | 10 | | | | | 5 | |
| 4~9 | 0 | 30 | | | 30 | | | | | 15 | |
| ≥9 | 0 | 50 | | | 50 | | | | | 30 | |
| 合计 | | | | | - | | | | | - | |
| 年平均持续性损失量（2.6 个周期） | | | | | - | | | | | - | |

表 6-29 EP23-1DPP 平台钻屑造成底栖生物损失量

| 半径 50m | | 覆盖厚度>2cm | | 1 个周期损失量(t) | 年平均持续性周期损失量(t) (2.6 个周期) |
|----------------------|------|----------------------|------|-------------|--------------------------|
| 面积(km ²) | 损失率% | 面积(km ²) | 损失率% | | |
| 0.0078 | 100 | 0.0402 | 50 | | |

经计算，本次调整井项目钻屑排放所造成的鱼卵损失量不超过**粒，仔稚鱼损失量不超过**尾，鱼类幼体损失量不超过**尾，头足类幼体损失量不超过**尾，虾类幼体损失量不超过**尾，蟹类幼体损失量不超过**尾，游泳生物成体损失量不超过**t，底栖生物损失量不超过**t。

6.1.4.3 海洋生物资源损失价值估算

(1) 损失价值估算依据

按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)，海洋生物资源损失价值估算，如下：

- 鱼卵和仔稚鱼经济损失计算

鱼卵和仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵和仔稚鱼经济价值按公式(1)计算：

$$M = W \times P \times E \dots\dots\dots (1)$$

式中：M — 鱼卵和仔稚鱼经济损失金额；

W — 鱼卵和仔稚鱼损失量；

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 — 鱼苗的商品价格，根据近年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗、鱼卵的平均价格按 1.0 元/尾、1 元/粒计算。

- 幼鱼经济价值计算

幼体的经济价值折算为成体进行计算，当折算成成体的经济价值低于鱼类苗种价格时，则按照鱼类苗种价格计算。幼体折算成成体的经济价值按以下公式计算：

$$M = W \times P \times G \times E_i \dots\dots\dots (2)$$

式中：M — 幼体的经济损失额(元)；

W — 幼体的损失资源量(尾)；

P— 幼体折算为成体比例，按 100%；

G— 幼体长成最小成熟规格的重量，鱼类、蟹类、头足类按平均成体的最小成熟规格 0.1 kg/尾计算，虾类按平均成体的最小成熟规格 0.01 kg/尾计算。

E_i— 第 i 种类生物成体的商品价格（元/kg），按目前当地水产品的平均价格计算。

- 成体经济损失计算

$$M = W \times E \dots\dots\dots (3)$$

式中： M— 第 i 种类生物成体生物资源的经济损失额；

W— 第 i 种类生物成体生物资源损失的资源量；

E— 生物资源的商品价格，按近年来海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，1.5 万元/t。

(2) 海洋生物资源损失

海洋生物资源损失量根据预测结果，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，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。本工程钻井液排放对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，EP24-2DPP 平台和 EP18-1WHPA 平台钻完井作业钻屑分 4 年排放，按照 4 年计算，EP23-1DPP 平台钻完井作业钻屑分 3 年排放，按照 3 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额如下表。

本次调整井工程海洋生物资源损失金额总计不超过 70.98 万元。

表 6-30 海洋生物资源补偿计算结果

| | | 资源类别 | 损失量 | kg/尾 | 成活率 | 单价 | 补偿倍数/年限 | 补偿金额（万元） |
|-----|---------------------|------------------------|-----|------|------|----------|---------|----------|
| 钻井液 | | 鱼卵（×10 ⁴ 粒） | | - | 1% | 1 元/粒 | 3 倍 | |
| | | 仔鱼（×10 ⁴ 尾） | | - | 5% | 1 元/尾 | | |
| | | 鱼类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | | 头足类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | | 虾类幼体（尾） | | 0.01 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | | 蟹类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | | 游泳生物成体（t） | | - | - | 1.5 万元/t | | |
| | | 合计 | | | | | | |
| 钻屑 | EP24-2DPP 平台和 EP18- | 鱼卵（×10 ⁴ 粒） | | - | 1% | 1 元/粒 | 4 年 | |
| | | 仔鱼（×10 ⁴ 尾） | | - | 5% | 1 元/尾 | | |
| | | 鱼类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | | 头足类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |

| | | | | | | | |
|---------------------------|------------------------|--|------|------|----------|-----|--|
| 1WHPA 平台钻 屑 | 虾类幼体（尾） | | 0.01 | 100% | 1.5 万元/t | 3 年 | |
| | 蟹类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | 游泳生物成体（t） | | - | - | 1.5 万元/t | | |
| | 底栖生物（t） | | - | - | 1.5 万元/t | | |
| | 合计 | | | | | | |
| EP23- 1DPP 平台钻 屑 | 鱼卵（×10 ⁴ 粒） | | - | 1% | 1 元/粒 | 3 年 | |
| | 仔鱼（×10 ⁴ 尾） | | - | 5% | 1 元/尾 | | |
| | 鱼类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | 头足类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | 虾类幼体（尾） | | 0.01 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | 蟹类幼体（尾） | | 0.10 | 100% | 1.5 万元/t | | |
| | 游泳生物成体（t） | | - | - | 1.5 万元/t | | |
| | 底栖生物（t） | | - | - | 1.5 万元/t | | |
| 合计 | | | | | | | |
| 钻屑合计 | | | | | | | |
| 钻井液和钻屑合计 | | | | | | | |

6.2 生产阶段

在生产阶段，调整井项目的主要污染物是 EP24-2DPP 平台、EP8-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 排放的含油生产水；各平台和 HYSY118FPSO 工作人员的生活污水，生活垃圾和生产垃圾等。

EP18-1WHPA 平台调整井所产物流在 EP18-1WHPA 平台处理至原油含水约 40%后通过现有管线输送至 EP24-2DPP 平台，同 EP24-2DPP 平台物流处理至原油含水约 20%后，通过现有管线输送至 HYSY118FPSO 进一步处理、储存和外输；EP23-1DPP 平台调整井所产物在 EP23-1DPP 平台处理至原油含水约 30%后通过现有管线输送至 HYSY118FPSO 进一步处理、储存和外输。含油生产水在 EP24-2DPP 平台、EP8-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 处理合格后排放，经校核，调整井项目投产后，含油生产水处理量和排放量均小于各平台现有生产水处理系统的设计能力和原环评报告书的预测排放量及已核准的排放总量控制指标。

生产阶段生活污水、生活垃圾产生量较少，生活垃圾中食品残渣经粉碎后排海，其它生活垃圾和生产垃圾全部送回岸上交给有资质单位处理，生活污水通过生活污水处理装置处理达标后排放，对海域水质影响很小。

6.2.1 生产水排放影响分析

6.2.1.1 生产水排放源强

根据《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015), EP24-2DPP 平台、EP8-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 生产水排放和预测源强见下表。

表 6-31 生产水排放源强及位置

| 设施 | EP18-1WHPA | EP23-1DPP | EP24-2DPP | HYSY118FPSO |
|----------------------------------|------------|-----------|-----------|-------------|
| 位置 | | | | |
| 最大排放量 (m ³ /d) | | | | |
| 生产水预测排 放量 (m ³ /d) | | | | |
| 石油类排放浓 度 (mg/L) | 45 | 45 | 45 | 45 |
| 石油类预测源 强* (g/s) | 10.94 | 7.60 | 25.0 | 3.8 |

备注: *石油类预测源强=预测排放量×石油类排放浓度

调整井项目投产后, 在 EP24-2DPP 平台、EP8-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 生产水最大排放量分别为***, 均小于《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015) 中的预测排放量, 且排放位置、排放方式均一致。

因此, 在此引用《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015) 中的相关内容进行类比分析。

6.2.1.2 含油生产水排放对海水水质的影响

根据《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015) 中含油生产水排放的预测结果, EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 预测结果见表 6-32。

EP24-2DPP 平台排放源强为***, 含油浓度为 45mg/L 时, 预测结果见表 6-32, 超一类水质的最大影响面积约为 1.101km², 超一类水质的水域离排放口的最远距离约为 0.867km。

EP18-1WHPA 平台排放源强为***, 含油浓度为 45mg/L 时, 预测结果见表 6-32, 超一类水质的最大影响面积约为 0.636km², 超一类水质的水域离排放口的最远距离约为 0.563km。

EP23-1DPP 平台排放源强为***, 含油浓度为 45mg/L 时, 预测结果见表 6-32, 超一类水质的最大影响面积约为 0.456km², 超一类水质的水域离排放口的最远距离约为 0.492km。

HYSY118FPSO 排放源强为***, 含油浓度为 45mg/L 时, 预测结果见表 6-32, 超一类水

质的最大影响面积约为 0.722km²，超一类水质的水域离排放口的最远距离约为 0.677km。

表 6-32 含油生产水排放预测结果

| 设施名称 | EP24-2DPP 平台 | EP18-1WHPA 平台 | EP23-1DPP 平台 | HYSY118FPSO |
|------------------------------|--------------|---------------|--------------|-------------|
| 超一类最大包络面积 (km ²) | 1.101 | 0.636 | 0.456 | 0.722 |
| 超一类最大距离(km) | 0.867 | 0.563 | 0.492 | 0.677 |

本次调整井项目投产后，正常生产情况下 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 生产水最大排放量分别为***，含油浓度低于 45mg/L，其含油生产水的最大日排放量及排放浓度均未超过《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015)中的预测源强。因此，本次调整井投产后，在 EP24-2DPP 平台、EP8-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 处排放的含油生产水对周围海水水质产生的影响范围、面积和超一类水质最远距离均不会超过《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》中含油生产水排放的预测结果。

6.2.1.3 含油生产水排放对生物生态和海洋生物资源的影响

根据预测结果，正常生产情况下 EP24-2DPP 平台、EP8-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 含油生产水排放造成的超一类水质的水域面积不超过 1.101km²，最大影响距离不超过 0.867km。说明含油生产水的影响范围较小，对排污混合区范围以外水域中的浮游动物不会产生明显的影响，对其生长繁殖产生的抑制作用较小。由于成龄鱼类对高浓度的含油水体具有回避能力，因此油田生产运营期间的排污对其不会造成明显的危害。

在排污混合区范围内，底栖生物和浮游生物等的种群结构可能会发生某些变化，幼鱼、幼虾的数量会有所减少，海洋鱼、虾类体中石油类等污染物质的含量将可能增加，鱼虾类的畸变和病变率将有所升高。但只要严格控制含油生产水达标排放，将不会明显影响渔业资源的稳定性。

本次调整井工程陆续投产后，EP24-2DPP 平台、EP8-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台和 HYSY118FPSO 含油生产水最大排放量未超过原报告书中生产水的预测源强，因此对周围海域生物生态和渔业资源的影响不会加重，含油生产水造成的渔业资源损失已在原报告书中进行了评估，对周围环境的影响以及造成的渔业损失等内容，生产修复和补偿方案以及相应费用已在原项目建设中做统一考虑。

6.2.2 生活污水影响分析

6.2.2.1 生活污水排放源强

根据《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015), EP23-1DPP 平台生活污水排放量为*** m³/a, 生活污水间断排放每天排放时间约***h, 则 COD 排放速度约为***g/s。

调整井项目投产后, EP24-2DPP 平台和 HYSY118FPSO 生活污水排放量***m³/a、***m³/a, 小于 EP23-1DPP 平台生产水排放量, EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 和 EP23-1DPP 平台距离较近, 基本处于同一个海况流场条件下。因此, 在此引用《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015) 中的相关内容进行类比分析。

6.2.2.2 生活污水排放对海水水质的影响

根据《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015) 中生活污水排放的预测结果, 由于 COD 排放量不大, 排放点无论何时排放, EP23-1DPP 生活污水排放造成的超标水域离排放点最远不超过 58m, 不会明显影响本海区的海洋水质, 对海洋环境的影响不大。

本项目投产后, EP24-2DPP 平台和 HYSY118FPSO 生活污水排放源强没有超过 EP23-1DPP 平台排放源强, 且平台距离较近, 流场基本不变, 所以 EP24-2DPP 平台和 HYSY118FPSO 生活污水排放的 COD 造成的超标水域离排放点最远距离不超过 58m, 不会明显影响本海区的海洋水质。

6.3 对环境敏感目标影响分析

调整井项目位于短尾大眼鲷南海北部产卵场、鲱鲤类珠江口-粤西外海产卵场和黄鲷产卵场产卵场内, 距离深水金线鱼产卵场最近约 1km。根据数值预测结果, 油田正常建设和生产作业过程中, 排放的污染物对海域的影响范围仅局限在排放点周围小范围内, 钻井液、钻屑和含油生产水的排放, 最大影响距离不超过 1.617km, 主要对上述四个产卵场的影响。调整井项目距离其他环境敏感目标更远, 在正常情况下对它们基本无影响。

若发生溢油事故, 则视当时风况和溢油量, 对特定的敏感目标可能会有一定的影响。

6.4 环境风险分析

6.4.1 风险识别

调整井项目在建设和生产阶段有可能导致油气泄漏的事故包括井喷、平台火灾和爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏以及海底管道和立管泄漏等。

对于断裂系统特别复杂的油田, 由于不恰当的注入, 可能导致在调整井钻完井作业中发

生井涌等工程风险，或可能导致地层压漏，并由此引起油气泄漏事故发生。

6.4.1.1 井喷

在钻完井期间，存在着发生井喷的可能性。而发生井喷的主要原因是由于地层压力过高、且钻井液比重失调以及防井喷措施不当所致。一旦发生井喷，将可能有大量原油和天然气物质喷出，并对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射，井喷排放量难以估算。

6.4.1.2 火灾和爆炸

在钻完井作业期间，易燃烃类物质的存在可能导致火灾和爆炸。当钻开油气层时，地层中的流体会伴随着钻井液进入泥浆池，这种流体中含有烃类物质。当烃类物质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酿成火灾和爆炸。不过，上层甲板的钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风极佳，不易形成烃类物质的积聚；而且这些地方又绝对禁止明火作业和吸烟。因此，由于烃类物质的释放和聚集引起火灾和爆炸的可能性极小。

生产阶段，各平台上进行油气的输送、储存或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏。当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。

6.4.1.3 船舶碰撞

平台/HYSY118FPSO附近主要有供应船等，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。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。

6.4.1.4 海底管道泄漏和立管泄漏

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。

考虑到海底管道现场作业的特殊困难和高额费用，设计时通常对海底管道留有较大的腐蚀裕量，因而海底管道由于材料缺陷和腐蚀原因引起烃类物质泄漏的可能性极小。另外，作业者将制定相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

6.4.1.5 地质性溢油分析

- 构造特征分析
- 储层特征分析
- 地层压力分析
- 开发方式分析
- 钻完井溢油风险对策措施
- 结论

综合以上分析结果，恩平 24-2 油田和恩平 23-1 /2/7 油田、恩平 18-1 油田不存在由含油层段断穿至海底的大断裂，恩平凹陷断圈的泥岩涂抹具有良好的侧向封堵能力，地层压力属于正常压力系统。恩平 24-2 油田和恩平 23-1 /2/7 油田开发过程为利用天然能量降压开发且压力下降有限，恩平 18-1 油田开发过程为利用天然能量降压开发并适当注水，压力下降有限。因此造成油藏溢油的主要地质、开发风险较小。

本次调整井工程钻井过程中严格按照作业规范实施，预防和解决实际作业中的防碰问题，降低溢油风险。

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

6.4.2 风险概率

以下仅结合调整井项目特点，对开发生产过程中可能导致较严重油气泄漏的事故概率进行定量分析，包括井喷、平台火灾事故等。

6.4.2.1 井喷

通常井喷的概率是很低的。我国自 1966 年至 2003 年底先后在渤海、东海、南海东部和南海西部海区已经打勘探井、评价井和生产井约 2044 多口，共发生过 4 次井喷（勘探井和评价井占 90%），井喷事故概率约为 1.96×10^{-3} 次/口，生产井的井喷事故概率比其低一个数量级。本项目共钻 32 口井，由此估算本项目井喷事故概率约为 $(1.18 \times 10^{-4} \sim 2.55 \times 10^{-3})$ 次/年，详见表 6-33。

表 6-33 各平台井喷事故概率

| 平台 | 生产井数量（口） | 井喷事故概率（次/年） |
|------------|----------|-----------------------|
| EP24-2DPP | 13 | 2.55×10^{-3} |
| EP18-1WHPA | 13 | 2.55×10^{-3} |
| EP23-1DPP | 6 | 1.18×10^{-4} |

6.4.2.2 平台火灾事故

根据S.Fjeld和T.Andersen等人通过对北海某油田的事故分析，给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

油气传输区 3×10^{-4} 次/年

油气处理区 4×10^{-3} 次/年

储油区 2×10^{-3} 次/年

由此估算，本次调整井作业共涉及 3 个平台，每个平台均设有油气处理区和油气传输区，平台发生火灾事故的概率为 4.3×10^{-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，因此火灾引起的溢油事故概率小于 4.3×10^{-4} 次/a。平台配备有充分的消防设备，预期大部分平台失火事故可得到有效控制，因此火灾事故失控导致的大规模溢油事故是极少发生的。

6.4.2.3 燃料油泄漏

平台/HYSY118FPSO附近主要有供应船和值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能和平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据目录》，船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表6-34。

表 6-34 船舶碰撞概率

| 船舶类型 | 碰撞频率 (次/装置·年) | 亚洲地区 分配系数 | 严重、重大损伤 | 合计 |
|-------|----------------------|--------------|---------|----------------------|
| 本油田船舶 | 8.8×10^{-4} | 0.17 | 26% | 3.9×10^{-5} |
| 航船 | 2.5×10^{-4} | 0.17 | 26% | 1.1×10^{-5} |

船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-5} 次/年，发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此引发溢油事故的概率低一个数量级。

6.4.2.4 海底管道泄漏和立管泄漏

根据莫特麦克唐(Mott McDonald) 公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Data for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km·a。同时，挪威船级社(Det Norske Veritas,DNV)的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体泄漏概率见表 6-35。

表 6-35 海底管道及立管管道泄漏概率

| 管道 | 类别 | 泄漏概率 | 单位 |
|--------------------|---------------------------|----------------------|--------|
| 海底管道 (开阔海域) | 井流管道, 以及输送未处理流体的小管道 | 5.0×10^{-4} | 次/km·a |
| | 输送处理后的油气, 管径 ≤ 24 英寸 | 5.1×10^{-5} | 次/km·a |
| 海底管道 (平台周围安全区内) | 管径 ≤ 16 英寸 | 7.9×10^{-4} | 次/a |
| 软管(海底管道) | 全部 | 2.3×10^{-3} | 次/km·a |
| 立管 | 钢管-管径 ≤ 16 英寸 | 9.1×10^{-4} | 次/a |
| | 柔性立管 | 6.0×10^{-3} | 次/a |

本次调整井项目依托 EP18-1WHPA 至 EP24-2DPP 平台长约 10.6km 的海底管道、EP24-2 至 HYSY118FPSO 长约 2.2km 的柔性管、EP23-1DPP 至 HYSY118FPSO 长约 14km 的海底管道海底管道进行物流输送, 管径均 ≤ 16 英寸, 以平台周围 500m 范围内作为安全区, 由此估算本项目所依托的海底管道发生泄漏事故的概率约为 1.3×10^{-3} 次/a~ 5.06×10^{-3} 次/a, 立管发生发生泄漏事故的概率约为 9.1×10^{-4} 次/a~ 6.0×10^{-3} 次/a。

6.4.2.5 地质性溢油风险分析

对于断裂系统十分复杂的油田, 不恰当注入会造成储层压力高压异常, 如储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层, 地层压力可能会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溢油事故。钻井过程中钻遇由于注入导致的高压地层可能引起井涌, 在井控过程中有可能造成薄弱地层破裂而导致溢油。

恩平 24-2 油田和恩平 23-1 /2/7 油田、恩平 18-1 油田不存在由含油层段断穿至海底的大断裂, 恩平凹陷断圈的泥岩涂抹具有良好的侧向封堵能力, 地层压力属于正常压力系统。调整井项目采用电潜泵方式采油, 恩平 24-2 油田和恩平 23-1 /2/7 油田开发过程为利用天然能量降压开发且压力下降有限, 恩平 18-1 油田开发过程为利用天然能量降压开发并适当注水, 压力下降有限。因此发生地质性溢油的风险可控且概率小。

6.4.3 最大可信事故

由以上的分析/论述可知, 本工程建设和生产阶段的主要溢油事故来自井喷、平台火灾、船舶碰撞燃料油泄漏、海管泄漏、地质性溢油风险等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。

当发生井喷事故时, 井流的喷放量很大, 难以估计; 当井口平台/综合平台发生火灾事故时, 在采取消防措施的同时, 将视事故发生的位置和严重程度, 采取相应级别的应急关断, 一般不会导致大量原油入海。在消防和应急关断措施均失效的极端情况下, 导致大量井流将

流入海洋。调整井项目施工阶段不新增作业船舶，因此，调整井项目发生船舶碰撞概率不增加，且船舶碰撞燃料油泄漏量较小。

调整井项目海底管道及立管泄漏发生概率大，且溢油量较大；因此，选择海底管道及立管泄漏作为最大可信事故进行溢油事故预测。

6.4.4 溢油影响分析

调整井项目不新建海底管道，依托现有管道输送物流。本次溢油风险分析内容引用《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中相关内容。

6.4.4.1 溢油量及溢油方式

根据最大可信事故及其可能的溢油量，假定 EP23-1DPP 平台附近的海底管道发生溢油泄漏事故，计算溢源源强为 150m³，点源连续排放，持续时间为 4h。油品密度为 0.81~0.85g/cm³（20℃），油的含蜡量 20.01%，沥青质含量 1.31%。

表 6-36 风场多年平均风场

| 风向 | N | NE | ENE | E | SE | S | SW | W | NW |
|-----------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 平均风速(m/s) | 8.79 | 9.75 | 7.8 | 6.57 | 5.17 | 6.15 | 6.35 | 6.03 | 4.76 |
| 最大风速(m/s) | 26.60 | 25.55 | 27.0 | 26.63 | 21.33 | 17.62 | 20.64 | 22.76 | 23.59 |

6.4.4.2 油膜漂移轨迹

图 6-1 和图 6-2 分别为 EP23-1DPP 平台附近的海底管道发生溢油后，在九个方向年平均风速和极值风速下追踪到的油膜漂移轨迹示意图。

由计算可知，在不同风作用下，无论何时溢油，油膜扩散后均不会抵抵达岸边登陆。油膜漂移的扫海面积和残留量除与溢油量、环境动力因素、风况、油品、温度等因素有关外，亦与溢油持续的时间有关。扫海面积随时间一直在增大，残留量随时间减小。

本次调整井项目位于短尾大眼鲷南海北部产卵场、鲱鲤类珠江口-粤西外海产卵场和黄鲷产卵场产卵场内，故无论在何种风向下发生溢油事故，均会对上述敏感目标产生影响。因此，项目建设单位应制定严密的溢油应急预案，配备足够的溢油应急设备。一旦在上述情况下发生溢油事故，应引起足够重视，随时做好应急反应的准备。

图 6-1 平均风速下溢油漂移轨迹图

图 6-2 极值风速下溢油漂移轨迹图

表 6-37 和表 6-38 分别给出了全年平均风速条件及最大风速条件下油膜的漂移距离(km)、平均速度(km/h)、扫海面积(km²)及残留量(m³)。图 6-1 给出了敏感目标与溢油点的相对位置及最大风速下溢油抵达敏感目标的时间及相应的风速风向。图 6-2 给出了最大风速下溢油对周围敏感目标的污染面积(km²)及程度。

表 6-37 EP23-1DPP 高潮时溢油在各方向平均风速下油膜漂移时间等

| | N | NE | ENE | E | SE | S | SW | W | NW |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 风速(m/s) | 8.79 | 9.75 | 7.8 | 6.57 | 5.17 | 6.15 | 6.35 | 6.03 | 4.76 |
| 漂移距离(km) | 55.70 | 86.15 | 78.74 | 82.84 | 180.19 | 218.83 | 237.19 | 110.58 | 61.47 |
| 平均速度(km/h) | 0.66 | 0.72 | 0.57 | 0.49 | 0.40 | 0.46 | 0.47 | 0.46 | 0.37 |
| 抵岸时间(h) | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 |
| 漂出计算域时间(h) | 84 | 120 | 137 | 168 | 456 | 480 | 504 | 240 | 168 |
| 油膜消失时间(h) | 出计算域 | 120 | 129 | 135 | 142 | 138 | 136 | 137 | 144 |
| 油膜影响最大距离(km) | 55.70 | 86.15 | 78.74 | 65.77 | 58.22 | 63.28 | 64.28 | 66.85 | 53.31 |
| 残留量(m ³) | 12.06 | —— | —— | —— | —— | —— | —— | —— | —— |
| 扫海面积(km ²) | 299.40 | 607.36 | 612.43 | 448.40 | 423.33 | 477.51 | 499.07 | 458.59 | 360.35 |
| 溢油去向 | 南边界 | 西边界 | 西边界 | 西边界 | 高栏列岛 | 大鹏湾 | 东边界 | 南边界 | 南边界 |

表 6-38 EP23-1DPP 高潮时溢油在各方向极值风速下油膜漂移时间等

| | N | NE | ENE | E | SE | S | SW | W | NW |
|------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|
| 风速(m/s) | 26.60 | 25.55 | 27.0 | 26.63 | 21.33 | 17.62 | 20.64 | 22.76 | 23.59 |
| 漂移距离(km) | 56.69 | 75.08 | 85.99 | 80.16 | 114.46 | 197.89 | 293.68 | 228.47 | 77.71 |
| 平均速度(km/h) | 2.04 | 1.90 | 2.00 | 1.96 | 1.59 | 1.52 | 1.53 | 1.70 | 1.79 |
| 抵岸时间(h) | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 | 不抵岸 |
| 漂出计算域时间(h) | 28 | 40 | 43 | 41 | 72 | 150 | 192 | 134 | 43 |
| 油膜消失时间(h) | —— | —— | —— | —— | —— | 108 | 102 | 98 | —— |

| | | | | | | | | | |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|
| 油膜影响 最大距离(km) | 56.69 | 75.08 | 85.99 | 80.16 | 114.46 | 135.79 | 152.70 | 164.36 | 77.71 |
| 残留量(m ³) | 33.82 | 19.70 | 19.35 | 18.23 | 11.47 | —— | —— | —— | 17.64 |
| 扫海面积(km ²) | 205.58 | 323.83 | 364.46 | 296.34 | 451.11 | 774.20 | 894.07 | 1090.78 | 245.08 |
| 溢油去向 | 南边界 | 南边界 | 西边界 | 西边界 | 西边界 | 珠江口 | 东边界 | 东边界 | 南边界 |

7 环境保护对策措施

7.1 清洁生产措施分析

7.1.1 先进的工艺与设备

在钻完井阶段，本次调整井项目不使用油基钻井液，使用水基钻井液，对钻井液循环使用，减少钻井液的使用量和排放量。钻井液循环处理系统将从井口返出的钻井液经振动筛分离出钻屑后，返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海，不能满足要求的钻屑装箱后运回陆地处理。钻井结束后水基钻井液经检测达标一次性排放。

在生产阶段，恩平油田群的生产物流处理均将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的油气水分离及含油生产水处理技术和设备均为在国内外较为先进和成熟的技术和设备。调整井各平台设有开式和闭式排放系统，用于收集设备及作业区甲板冲洗水、初期雨水以及带压装置可能渗漏的液体或其他含油生产水，并经收集后打回生产流程，由此可避免污染物的排放，达到清洁生产的目的。本调整井项目投产后，产生的含油生产水经含油生产水处理系统处理，从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。

在原油生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免了带压流体的跑、冒、滴、漏。

根据对调整井项目的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生、废物综合利用以及环境管理要求五个方面的论述，调整井项目在建设阶段尽量减少钻井液的使用量。在生产过程中采用先进的生产技术，油气生产尽量使用清洁能源，采取多项节能措施；平台设有开式/闭式漏油收集设施，防止原油跑冒滴漏；全过程实施严格的环境保护及管理制度。在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理。污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

综合评价调整井项目清洁生产水平达到或优于国内清洁生产先进水平，因此从清洁生产角度分析，本次调整井项目可行。

7.2 污染物排放总量控制指标

根据已批复的《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》(2015)，EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 生产水总量控制指标为：EP23-1DPP 平台含油生产水排放量***，石油类排放量***；EP18-1WHPA 含油生产水排放量***，石油

类排放量***；EP24-2DPP 平台含油生产水排放量***，石油类排放量***t/a；HYSY118FPSO 含油生产水排放量***，石油类排放量***。

本次调整井投产后 EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水最大排放量分别为***，含油浓度低于 45mg/L，未超出 EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 的排放总量控制指标，建议维持原指标不变。

调整井项目投产后，进入 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 的生产水最大排放量均未超过《恩平 23-1 油田群总体开发工程环境影响报告书》（2015）中生产水影响预测源强和已批复的总量控制指标，排污混合区范围维持原环评报告批复值不变，即以“EP24-2DPP 平台为中心外缘 1000m 半径以内的海域为 EP24-2DPP 平台的排污混合区；以 HYSY118FPSO 为中心外缘 1000m 半径以内的海域为 HYSY118FPSO 的排污混合区。以 EP23-1DPP 平台、EP18-1WHPA 平台为中心外缘 800m 半径以内的海域作为 EP23-1DPP 平台、EP18-1WHPA 平台的排污混合区。”

根据已批复的《恩平 24-2 油田开发工程环境影响报告书》（2012），EP24-2DPP、HYSY118FPSO 设施定员为 120 人和 100 人。建议 EP24-2DPP 平台生活污水外排的总量控制指标为：生活污水排放量为 9636m³/a，其中 COD 排放量为 5t/a。建议 HYSY118FPSO 生活污水的总量控制指标为：生活污水排放量为 8030m³/a，其中 COD 排放量为 4t/a。

后期由于项目需要，恩平油田作业区在设施满足其安全救生设备的情况下，对设施进行定员升级改造，EP24-2DPP 定员升级至 148 人，HYSY118FPSO 定员升级至 130 人。按照中海油最新的统计数据重新计算 EP24-2DPP、HYSY118FPSO 生活污水产生量，每人每天 0.35m³，EP24-2DPP、HYSY118FPSO 设施生活污水产生量为 18907m³、16608m³。建议本项目新增生活污水总量控制指标为 EP24-2DPP、HYSY118FPSO 生活污水为 9271 m³/a、8578 m³/a，其中 COD 排放量为 4.64t/a、4.3t/a。即本次调整井项目投产后，建议 EP24-2DPP、HYSY118FPSO 生活污水总量指标为 18907 m³/a、16608 m³/a，其中 COD 排放量为 9.45t/a、8.3t/a。

7.3 污染防治对策措施

7.3.1 建设阶段

施工期产生的钻井液和钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）二级排放标准后，并经主管部门同意后排海，不满足排放标准的运回陆地，交由有资质的

单位处理。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)、《73/78 防污公约》、《国内航行海船法定检验技术规则》(2020)、《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交海发[2018]168 号)的相关要求。

建设阶段的生活污水经 EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 的生活污水处理设施处理达标后排海,满足本项目施工过程中施工人员产生的生活污水处理的需求,因此,污染防治措施可行。

7.3.2 生产阶段

调整井项目投产后,生产运行期产生的主要污染物为含油生产水、生活污水、生产垃圾以及生活垃圾等。

调整井项目投产后,EP24-2DPP、平台 EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水最大排放量均未超过生产水处理系统设计处理能力。项目生产运行期产生的含油生产水经 EP24-2DPP 平台、EP18-1WHPA 平台、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 生产水处理设施处理至满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级排放标准的要求后排海。因此,可以满足处理要求。

本项目生活污水经 EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 的生活污水处理设施处理达标后排海,EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台采用电解式生活污水处理系统,EP24-2DPP、HYSY118FPSO 采用生化法生活污水处理系统,生活污水 COD 排放浓度满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级排放标准的要求后排海。为了提高生活污水处理装置的可靠性,计划对 EP24-2DPP 平台、HYSY118FPSO 污水处理系统进行升级改造,升级改造后可满足 200 人、150 人的生活污水处理能力。

7.4 生态保护对策措施

调整井项目在建设阶段和生产阶段,钻井液、钻屑、含油生产水和生活污水的排放不可避免的对海洋生态造成一定的影响。为使石油开发与渔业生产协调发展,作业者应积极采取有效措施,尽可能地减少对海洋渔业生态环境和渔业资源的损害,以达到海洋石油开发与渔业环境两者兼顾的目的。为此,建议作业者在调整井开发过程中,采取如下措施:

(1) 在钻完井过程中,提高钻井液循环使用率,通过延长钻井液使用寿命,减少钻井液的使用量和排放量,确保所排放的钻井液和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分:分级》(GB18420.1-2009)和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》

(GB4914-2008)的要求,尽量减少悬浮沙影响面积,最大限度地减少对海洋生物的影响。不达标的钻井液和钻屑收集后运回陆地,交由有资质的单位处理。

(2) 在生产阶段必须严格控制污染物的排放总量、污染物的排放浓度,减少对海洋环境影响的范围和程度。

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

7.5 溢油事故防范与应急措施分析

7.5.1 溢油事故防范措施

溢油防范工作作为油田开发和生产的工作重点,油田工程自设计阶段就将溢油的防范内容纳入了油田各个专业的设计当中。将溢油风险最大限度的减少在设计阶段,并对可能出现的溢油状况制定详尽的应急措施。

7.5.1.1 钻完井期间井眼碰撞防范与应急措施

(1) 防范措施

- 优化井眼轨迹,用防碰软件进行详细的防碰分析;
- 如果防碰风险邻井套管环空有带压,或有连续的油气流通道,作业前须通过关放气阀,或其它措施从防碰段以下切断通道,并放套压至零,必要时关停;
- 有碰撞危险的井段必须使用牙轮钻头;
- 加密捞砂,录井应每 2m 甚至加密至 0.5m 捞砂一次;
- 碰撞风险井段加密测点进行轨迹监控;
- 加强人员管理,确保岗位职责落实。

(2) 应急措施

- 一旦钻具蹩跳及其他相碰征兆,立即将钻头提离井底 5m 以上范围内活动,循环观察,排量根据具体情况进行降低调整,降低转速,禁止在井底静止大排量循环;
- 用陀螺测量井眼轨迹;
- 打稠钻井液携带岩屑,由录井观察水泥含量,是否含有铁屑;

7.5.1.2 井喷事故防范措施

为防止钻、完井阶段火灾和井喷事故的发生,采取如下措施:

- 钻台和泥浆池等场所设置可燃气体探测器,自动探测可燃气体;

- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理制度；
- 加强钻修井时的观测，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；
- 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；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- 严格实施钻井作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；
- 配置守护船值班；
- 在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以便及时、妥善地处理可能遇到的溢流和井涌；
- 钻井人员定期开展井涌控制和井喷关井演习，生产人员和钻井队伍定期开展联合安全演习；
- 设置二氧化碳灭火系统及消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- 安装紧急关断系统；
- 加强设备维护和人员管理。

7.5.1.3 平台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：

- 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；
- 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。
- 注意机械磨损及进行合理的润滑维护措施；
- 严格实施作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；
- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 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；

- 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；
- 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。

7.5.1.4 海管/立管泄漏事故防范措施

- 作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性；
- 油气储运系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统；
- 定期对油田各条管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。

7.5.1.5 船舶碰撞风险防范措施

- 作业者将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。

7.5.1.6 地质性溢油风险防范措施

为避免发生地质性溢油事故，建议从如下几个方面进一步加强对钻完井和生产作业的管理，预防事故的发生：

- 加强对高分辨率地震数据的研究，根据地震数据所显示的地质构造情况优化钻井轨迹设计，事先识别并避开延伸到海底或接近海底的地质断层或裂隙，注水井尽量远离可能延伸到海底的断层；
- 事先识别高压地层，根据地质构造情况合理设计套管程序，并制定有针对性的井控预案并加强随钻监测；
- 进一步优化钻完井作业和井控作业程序，在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以便及时、有力地处理可能遇到的井涌和溢流事故；
- 前期通过综合研究分析，严格按设计井口压力和设计注水流量进行注水作业；

- 安装流量计监控日注入量，安装井下压力计监控地层压力；
- 现场人员 24 小时实时监控，确保实际日注水量不超过设计日注入量，确保实际注入压力不超过设计注入压力 21.1Mpa（小于地层破裂压力 23.47 Mpa），注入过程中相关参数如有异常可随时进行调整或停止注水。
- 加强注水井管理，制定注水系统日常作业和监控程序，加强对注水压力和注水量的监测，一旦发现注水压力和流量异常，立即停止注水，避免井底压力大于地层破裂压力，待查明原因并采取相应措施后再恢复注水作业。
- 严格遵守钻修井作业期间一个注采井距范围内注水井停注的防控措施。

7.5.2 溢油事故应急措施

中海石油（中国）有限公司深圳分公司恩平油田作业区编制完成了《深圳分公司恩平油田作业区溢油应急计划》，并报国家海洋局南海分局进行了备案。调整井项目应该按照已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。

7.5.2.1 溢油事故等级划分

根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015 年）第 1.5 节的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四级：

- ① 特别重大溢油事故，是指溢油 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油事故；
- ② 重大溢油事故，是指溢油 500 吨至 1000 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；
- ③ 较大溢油事故，是指溢油 100 吨至 500 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；
- ④ 一般溢油事故，是指溢油 0.1 吨至 100 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

依据表 7-1 确定应急响应级别，对于小于 1 吨的溢油，海上现场启动现场级溢油应急响应；对于 1~10 吨的溢油，深圳分公司启动分公司级溢油应急响应；大于 10 吨的溢油，启动中海石油总部级溢油应急响应。

表 7-1 溢油应急响应级别划分

| 应急响应级别 | 溢油量 X（吨） |
|--------|-----------------|
| 现场级 | $X \leq 1$ |
| 分公司级 | $1 < X \leq 10$ |
| 总部级 | $X > 10$ |

7.5.2.2 油田自身溢油应急能力

当海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油

应急预案中的设备动员流程图，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。

恩平油田群溢油应急设备配置见表 7-2。

表 7-2 溢油应急设备

| 序号 | 溢油应急物资 | 单位 | 数量 | 存放地点 |
|----|---------------------------------|--------------|-----|-------------|
| 1 | 200m 充气式围油栏 | 套 | 1 | HYSY118FPSO |
| 2 | 撇油器 (60m ³ /h) | 套 | 1 | |
| 3 | 喷洒设备及附件 (100 升/分钟) | 套 | 1 | |
| 4 | 防爆动力站 | 套 | 2 | |
| 5 | 吸气机 | 套 | 1 | |
| 6 | 消油剂 | 200 升/桶 | 5 | |
| 7 | 溢油设备集装箱 | 套 | 3 | |
| 8 | 储油囊 | 200 升/个 | 4 | |
| 9 | 吸油毡 | 500 张/包 | 2 | |
| 1 | 围油栏/吸油棉条 | 米 | 200 | EP23-1DPP |
| 2 | 遮油布 | 张 | 2 | |
| 3 | 吸油毛毡 | 张 | 400 | |
| 4 | 手套 | 双 | 10 | |
| 5 | 回收桶 | 套 (KIT304-1) | 2 | |
| 6 | 工作服 | 套 | 10 | |
| 7 | 塑料小桶 | 个 | 10 | |
| 8 | 气动泵 | 套 | 2 | |
| 1 | 吸油围栏 | 1 米/条 | 200 | EP18-1WHPA |
| 2 | 气动泵加管子 | 套 | 2 | |
| 3 | 吸油毛毡 | 50 片/箱 | 5 | |
| 4 | 空桶 (容量不小于 30 加仑) | 个 | 4 | |
| 5 | 塑料提桶 (容量不 小于 5 加仑) | 个 | 4 | |
| 6 | 铜铲 | 把 | 4 | |
| 7 | 扫把 | 把 | 6 | |
| 8 | 防护镜 | 个 | 10 | |
| 9 | 防护服 | 套 | 10 | |
| 10 | 塑料刮子 | 把 | 6 | |
| 1 | 气动双模片泵 (1- 1/2 英寸) | 台 | 2 | EP24-2DPP |
| 2 | 软管 (1-1/2 英寸 *25 英尺) | 根 | 1 | |
| 3 | Oil spill Skid (1 英 寸*50 英尺) | 桶 | 2 桶 | |
| 4 | 吸油条 | 20 条/箱 | 5 箱 | |
| 5 | 吸油毡 | 200 片/包 | 1 | |

| | | | |
|----|-------------------|--------|----|
| 6 | 抹布 | 50 磅/包 | 1 |
| 7 | 橡皮刮板 | 个 | 3 |
| 8 | 拖把 | 把 | 3 |
| 9 | 塑料手套 | 双 | 10 |
| 10 | 空桶（容量不小于 30 加仑） | 个 | 1 |
| 11 | 塑料提桶（容量不小于 30 加仑） | 个 | 2 |
| 12 | 塑料袋（容量不小于 30 加仑） | 个 | 50 |
| 13 | 19L 应急包 | 包 | 1 |
| 14 | 溢油组合桶 | 桶 | 2 |

油田现有溢油应急能力完全可以应付小型的一般溢油事故。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，需动员深圳分公司其他应急资源及陆地溢油应急力量。除此以外，深圳分公司还与中海石油环保服务有限公司等签有协议，若发生大型溢油事故，可动员上述公司的应急力量。

7.5.2.3 溢油事故报告程序与内容

发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，溢油事故报告程序见图 7-1。

在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急响应程序：

- 确保事发地人员安全；
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；
- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；
- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；
- 尽可能防止溢油入海；
- 报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

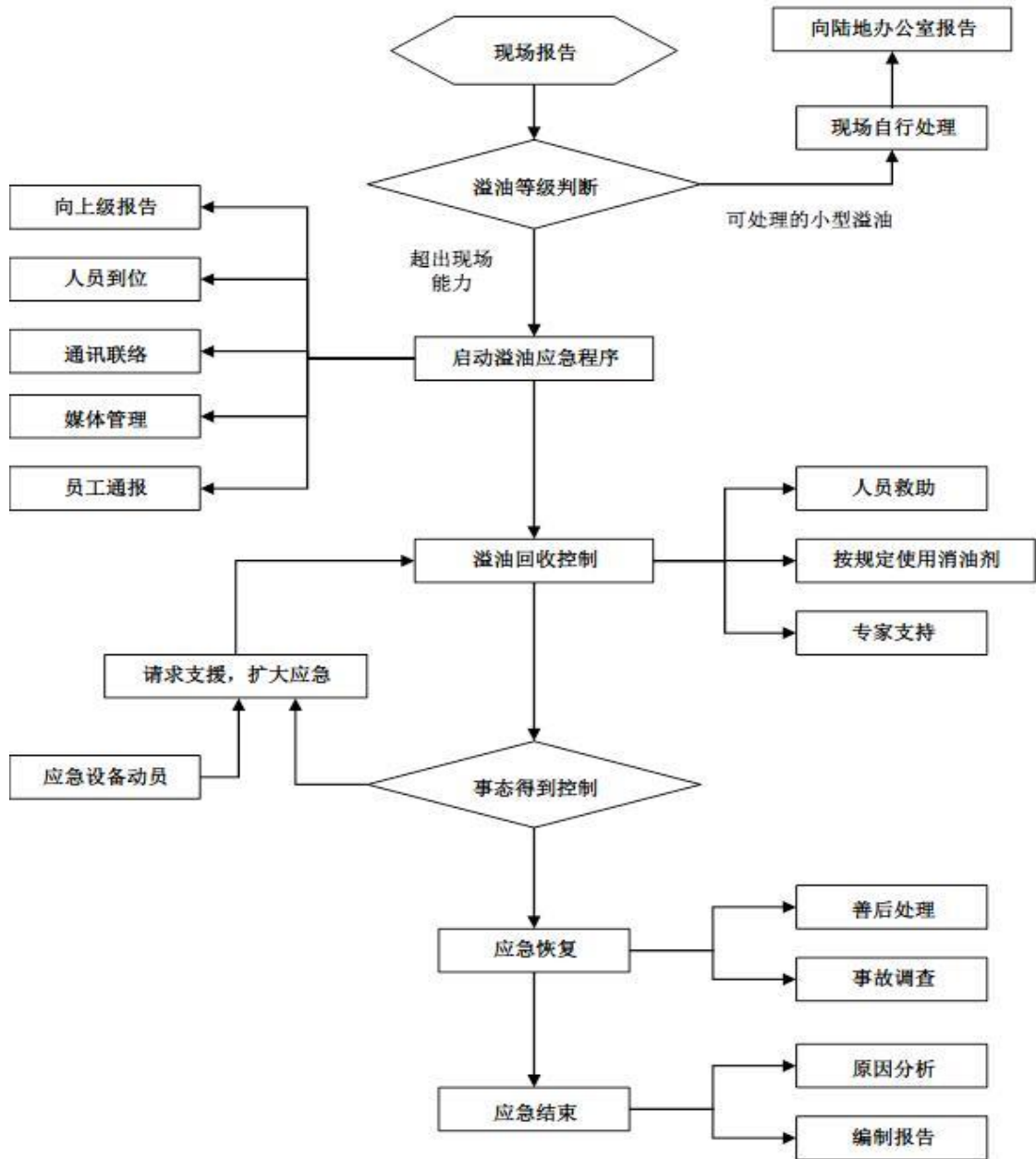


图 7-1 溢油应急报告流程

7.5.2.4 溢油应急响应

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的规定，确定应急响应级别，分为特别重大、重大、较大和一般四种类型，对应进行不同级别的应急响应。

7.5.2.5 海上溢油的处理措施

海洋溢油的治理分为以下三类：

- 物理法：使用围油栏将溢油围住，使用硬刷撇油器和一些吸油材料回收溢油；
- 化学法：主要包括燃烧法和使用消油剂、凝油剂等化学试剂来分散或凝集溢油，

以便进一步回收；

- 生物法：主要是通过微生物的新陈代谢作用将油类降解，从而达到减少溢油污染的目的。

在制定溢油控制方案，选择海上溢油处理方法时，应考虑溢出的油品特性、环境因素、所需设备等。通常可选择的措施有围控和机械回收、燃烧溢油以及喷洒化学消油剂等。

7.5.2.6 应急设备有效性分析

油田位于产卵场内，一旦发生溢油，周围海域受到污染，生态敏感区将受到严重影响。由此可见，油田开发的溢油应急策略应具备高效性，一旦出现溢油事故，装备有足够的溢油应急设备的船只应在溢油开始扩散前就第一时间赶到现场并展开溢油收集工作。

发生小规模溢油的情况下，在任何风向和年平均风速下，海面油膜都不太可能抵岸，有充分的时间在海上对溢油进行围堵或消油剂消除。即使在最不利的风向条件下，溢油容易到达沿岸海域，在这段时间内，油田周边的值班守护船有足够的时间赶去处理。

根据作业者所配备应急设备的规模，在海况允许的情况下恩平油田具有处理小型的一般溢油应急事故的能力。当发生超过自身处置能力的溢油事故时，可借助周边油田及外部区域性溢油应急设备进行应急处理，

各油田作业区应急资源到达恩平油田群的时间参考表 7-3。

表 7-3 应急资源调动时间表

| 序号 | 应急资源分布点 | 抵达时间（小时） | 准备时间（小时） |
|----|----------|----------|----------|
| 1 | 惠州油田作业区 | 10.8 | 2 |
| 2 | 白云天然气作业区 | 6.6 | 2 |
| 3 | 西江油田作业区 | 7.7 | 2 |
| 4 | 陆丰油田作业区 | 15.5 | 2 |
| 5 | 番禺油田作业区 | 5.4 | 2 |
| 6 | 流花油田作业区 | 11.4 | 2 |

7.6 海洋生态建设方案

7.6.1 与规划等顶层设计的符合性

本项目符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划（2011~2020年）》要求，且位于《广东省海洋主体功能区规划》、《广东省海洋功能区划（2011~2020年）》、《广东省海洋生态红线》外，与上述规划的管理要求相协调。

7.6.2 产业政策符合性

调整井项目为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录》(2019 年本)中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目建设符合国家产业政策要求。

7.6.3 污染物源头控制

钻井过程中水基钻井液循环使用，通过延长钻井液使用寿命，减少钻井液的使用量和排放量。尽量减少悬浮沙影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响。满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》(GB18420.1-2009)和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)排放标准要求的钻井液/钻屑经主管部门同意后排放，不达标部分运回陆地交由有资质的单位处理。产生的生活垃圾(除食品废物外)和生产垃圾全部运回陆地交由资质单位处理，不排海。

7.6.4 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，按照规定要求通过油田自身设备与周围其他溢油设备的联动响应，确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程油藏地质特点制定、实施相应的地质性溢油事故防范措施，力争最大限度地杜绝溢油事故的发生，防范对海洋环境的污染。

7.6.5 海洋生态影响及损害

根据预测结果和《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)计算海洋生物资源损失量，本次调整井工程海洋生物资源损失总计不超过***万元。

调整井陆续投产后，EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水最大排放量未超过原报告书中生产水的预测源强，因此对周围海域生物生态和渔业资源的影响不会加重。

7.6.6 海洋生态修复

调整井项目施工作业应尽量缩短施工周期，以减少对鱼卵、仔鱼以及海洋生态环境的影响。本次调整井项目涉及的 3 个平台和依托的 HYSY118FPSO 设有开闭排系统，收集初期雨水和甲板设备冲洗水，防止排放入海；建设单位制定了严格的环境保护和管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。

7.6.7 跟踪监测

本次调整井项目生产运营阶段跟踪监测纳入恩平油田群现有跟踪监测计划中，监测 EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP 平台、HYSY118FPSO 含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD 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）和相关政府管理部门的要求执行。依托现有跟踪监测计划，对调整井项目所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测。

此外，如果发生事故性溢油，其危害性将是严重的，将会对所在及附近海域产卵场产生影响。因此，建设单位需具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向水产主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，特别在鱼类产卵场附近或产卵期内采用这种处理措施，应事先与水产部门协商。

8 环境影响评价结论

8.1 产业政策符合性

调整井项目为海洋油气勘探开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，调整井项目的建设符合国家产业政策。

8.2 海洋功能区划符合性

调整井项目位于中国南海北部海域的珠江口盆地恩平凹陷，其用海符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划（2011~2020年）》要求，与《广东省海洋功能区划（2011~2020年）》、《广东省海洋主体功能区规划》和《广东省海洋生态红线》的管理要求相协调。

8.3 环境可行性

本次调整井项目对海洋环境产生的影响主要是钻完井阶段产生的钻井液和钻屑的排放，其影响是有限的、短期且可恢复的；调整井投产后，恩平油田群产生的污染物种类、排放方式和排放地点均不变。EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP平台、HYSY118FPSO含油生产水的产生量和排放量不增加，排放方式和排放地点均不变。调整井投产后，部分平台生活污水、生活垃圾排放量增加，生产垃圾和生产水较现有工程均没有增加。EP24-2DPP、EP18-1WHPA、EP23-1DPP平台、HYSY118FPSO上处理达标排海的含油生产水，其排放量及石油类浓度均未超过已批复的总量控制指标，对海洋环境的污染不会加重。因此，在建设单位切实落实了本环境影响报告表提出的各项污染防治措施，切实落实了风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本次调整井项目建设可行。

预审和审查意见表

预审意见：

经办人（签名）：

预审单位公章

年 月 日

审查意见：

经办人（签名）：

审查部门公章

年 月 日

审批意见表

审批意见:

经办人（签名）:

审批部门公章

年 月 日

附件

附件 1 委托书

关于恩平油田群调整井项目环评委托书

中海油研究总院有限责任公司：

我公司计划实施恩平油田群调整井项目，根据国家环境保护行政主管部门的相关要求，特委托贵总院按照国家有关法律法规、部门规章及有关标准、规范的相关要求，开展恩平油田群调整井项目环境影响评价工作，编制恩平油田群调整井项目（EP24-2-A26 等 32 口调整井）环境影响报告表。

特此委托。

中海石油（中国）有限公司深圳分公司

恩平油田作业区

2019年9月10日

附件 2 《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)

附件 3 《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）

附件 4 《国家海洋局关于恩平 24-2 油田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》
(国海环字[2014]560 号)

附件 5 《国家海洋局关于恩平 23-1 油田群总体开发工程环保设施检查的复函》（国海环字[2016]368 号）

附件 6 溢油应急预案（封面）

附件 7 危废处理合同

附件 8 危险废物经营许可证

附件 9 计量认证检测报告

附件 10 定员升级备案批复文件