

文昌油田群调整井项目

(WC8-3-A4S1 等 17 口调整井)

环境影响报告表

中海油研究总院有限责任公司

2018 年 10 月

中国 北京





项目名称：文昌油田群调整井项目

(WC8-3-A4S1 等 17 口调整井)

文件类型：环境影响报告表

适用的评价范围：一般项目环境影响报告表

法定代表人：刘再生总经理 (签章)

主持编制机构：中海油研究总院有限责任公司 (签章)



**文昌油田群调整井项目
(WC8-3-A4S1 等 17 口调整井)
环境影响报告表编制人员名单表**

编制主持人		姓名	职(执)业资格证书编号	登记(注册证)编号	专业类别	本人签名	
		刘涛	0001503	A103102002	化工石化医药	刘涛	
主要编制人员情况	序号	姓名	职(执)业资格证书编号	登记(注册证)编号	编制内容	本人签名	校对签名
	1	刘涛	0001503	A103102002	工程概况与分析 环境保护对策措施 环境影响评价结论	刘涛	安明明
	2	张敏霞	0010380	A10310190900	环境影响预测分析评价 污染与非污染要素分析	张敏霞	
	3	郭良波	0003264	A103102109	环境现状分析 环境敏感区和环境保护目标分析	郭良波	

审核: 李海平 (李海平)

审定: 曹静 (曹静)

批准: 任叙合 (任叙合)

目 录

1 建设项目基本情况	1
2 工程概况与分析	2
2.1 概述.....	2
2.2 现有工程概况.....	3
2.3 调整井项目工程分析.....	23
3 污染与非污染要素分析	42
3.1 钻完井工程污染与非污染要素分析.....	42
3.2 生产期污染与非污染要素分析.....	42
3.3 环境影响因子的筛选与判别.....	42
4 环境现状分析	43
4.1 自然环境状况.....	43
4.2 环境质量现状与评价.....	45
4.3 渔业资源现状.....	53
4.4 海洋环境质量回顾.....	55
4.5 社会环境状况.....	71
5 环境敏感区和环境保护目标分析	73
6 环境影响预测分析与评价	79
6.1 钻完井阶段环境影响分析.....	79
6.2 生产阶段环境影响分析.....	86
6.3 溢油事故风险分析.....	88
7 环境保护对策措施	99
7.1 清洁生产措施分析.....	99
7.2 污染防治对策.....	100
7.3 海洋生态建设方案.....	110
7.4 溢油事故防范与应急措施分析.....	101
7.5 污染物排放总量控制指标.....	99
8 环境影响评价结论与建议	112
8.1 环境影响评价结论.....	112
8.2 环境保护对策建议.....	114

1 建设项目基本情况

工程名称	文昌油田群调整井项目 (WC8-3-A4S1 等 17 口 调整井)	建设单位	中海石油(中国) 有限公司湛江分公司
法人代表 (签字)	张国华	建设地点	中国南海珠江口西部海域
通讯地址	广东省湛江市 坡头区22号信箱	联系人	王信才
邮政编码	524057	联系电话	0759-39***69
电子信箱	wangxc1@cnooc.com.cn	传 真	0759-3901908
项目设立部门	——	文号	——
项目性质	新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技改 <input type="checkbox"/>	工程总投资	——
其中环保投资	351 万元	所占比例	——
报告表编制单 位	中海油研究总院		
建设规模			
总工程量	在 WC8-3WHPA/B、WC1 5-1WHPA、WC13-6WHP A、WC19-1WHPA/B/C 等 7 个平台分别实施 3 口、 2 口、2 口、1 口、5 口、 3 口、1 口侧钻井, 均为 生产井, 共 17 口。	陆域挖方量	0 m ³
年生产水排海 量	调整井实施后, 文昌油田 群最大生产水量 960.45× 10 ⁴ m ³ /a (2024 年), 未超 过已批复总量控制指标。	年用水量	0 m ³
年废弃物倾 倒量	0 m ³	建设总面积	0m ²
非钻井油层水 基钻井液量	4168m ³	非钻井油层水 基钻井液钻屑 量	1381m ³
钻井油层水基 钻井液量	3784m ³	钻井油层水基 钻井液钻屑量	667m ³

2 工程概况与分析

2.1 概述

2.1.1 项目由来

文昌油田群于 2008 年投入开发，目前在生产油田有 7 个，在建气田 2 个，生产井数 50 口，累产油量 $1304 \times 10^4 \text{m}^3$ ，综合含水 75.1%。目前文昌 15-1 油田处于特高含水期，含水 94.6%，文昌 19-1WHPA\WHPB 平台、文昌 8-3 油田均处在高含水期，其中文昌 19-1 油田 WHPA 平台含水 89.1%，WHPB 平台 84.9%，文昌 8-3 油田 86.7%。高含水井数量增多，且随着开采程度的加深，油田产量开始自然衰减。因此，本次拟利用文昌油田群现有老井眼进行侧钻，其中文昌 8-3 油田 WHPA 平台拟实施 3 口侧钻调整井，文昌 8-3 油田东块 WHPB 平台拟实施 2 口侧钻调整井，文昌 15-1 油田 WHPA 平台拟实施 2 口侧钻调整井，文昌 13-6 油田 WHPA 平台拟实施 1 口侧钻调整井，文昌 19-1 油田 WHPA、WHPB 拟实施 8 口侧钻调整井，文昌 19-1 油田北块 WHPC 平台拟实施 1 口侧钻调整井，总计 17 口，均为生产井。计划于 2018 年 10 月开始施工，至 2021 年 7 月陆续投产。

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能覆盖工程建设可能影响到的全部海域。

依据工程特点、所在海域环境特征及周边海洋环境敏感目标分布等确定以环境现状调查范围内的部分区域作为本项目正常作业下的环境影响评价范围。本次评价范围以调整井工程所在平台外缘至少 15km 构成的区域作为正常作业下的海洋环境影响评价范围，示意图详见图 2-1，评价范围四至坐标详见表 2-1。

2.1.3 评价标准

文昌油田群调整井项目评价采用的污染物排放标准见表 2-2。

表 2-2 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分级 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值 $\geq 50,000 \text{mg/L}$	生产运营期排放的含油生产水
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	含油浓度 $\leq 45 \text{mg/L}$ (月平均); 含油浓度 $\leq 65 \text{mg/L}$ (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分级(GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值 $\geq 20,000\text{mg/L}$	钻完井作业过程中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	禁止排放含油量 $>8\%$ 的含油钻屑和含油钻井液； $\text{Hg}\leq 1\text{mg/kg}$ ； $\text{Cd}\leq 3\text{mg/kg}$	
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	$\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$	海上施工/生产阶段排放的生活污水

续表 2-2 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	禁止排放或弃置入海	海上施工阶段及生产阶段生活/生产垃圾的处置
生活垃圾			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	
船舶机舱含油污水	船舶污染物排放标准 (GB3552-1983)、《73/78 防污公约》、《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》、《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》	-	含油量 $\leq 15\text{mg/L}$	施工/生产作业船舶污染物的排放
船舶垃圾			塑料制品禁止投入海域	

文昌油田群调整井项目评价采用的环境质量标准见表 2-3。

表 2-3 环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	海水水质标准 (GB3097-1997)	第一类	环境质量现状评价、环境影响评价
	渔业水质标准 (GB11607-89)	-	环境质量现状评价、环境影响评价
沉积物	海洋沉积物质量标准 (GB18668-2002)	第一类	海洋沉积物质量评价
海洋生物	海洋生物质量 (GB18421-2001)	第一类	海洋贝类 (双壳类) 的生物质量评价
	全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程	/	甲壳类、软体类和鱼类的重金属生物质量评价
	第二次全国海洋污染基线调查技术规程 (第二分册)	/	软体类和鱼类的石油烃生物质量评价

2.1.4 评价内容

依据本次文昌油田群调整井项目的工程特点，在对评价项目进行筛选的基础上，确

定本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；
- 已建依托工程的回顾性分析；
- 环境保护对策、污染防治措施；
- 区域环境质量回顾分析、总量控制分析；
- 溢油事故对工程设施周围海域的海洋渔业资源、海洋生态环境等环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油事故防治措施分析。

2.2 地理位置

文昌油田群位于中国南海北部海域珠江口盆地西部，距海南省文昌市约 130km~185km，距岸最近距离约 113km，水深在 110m~150m 之间。目前在生产油田有：文昌 8-3 油田、文昌 8-3 油田东块、文昌 15-1 油田、文昌 13-6 油田、文昌 14-3 油田、文昌 19-1 油田、文昌 19-1 油田北块，在建气田包括文昌 9-2/9-3 气田、文昌 10-3 气田。

本次拟在文昌 8-3 油田（WC8-3WHPA 平台）、文昌 8-3 油田东块（WC8-3WHPB 平台）、文昌 15-1 油田（WC15-1WHPA 平台）、文昌 13-6 油田（WC13-6WHPA 平台）、文昌 19-1 油田（WC19-1WHPA 平台、WC19-1WHPB 平台）、文昌 19-1 油田北块（WC19-1WHPC 平台）实施 17 口侧钻调整井。文昌油田群地理位置详见图 2-2。

2.3 现有工程概况

2.3.1 现有工程设施

文昌油田群包括已建的文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1N/8-3E/13-6 油田以及在建的文昌 9-2/9-3/10-3 气田群，其中文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田在 2011 年 1 月正式投入生产；文昌 19-1N/8-3E 油田在 2014 年 8 月正式投入生产；文昌 13-6 油田在 2015 年 1 月正式投入生产。主要工程设施包括 8 座井口平台、1 座中心平台、1 套水下生产系统和 1 艘 10 万吨级的浮式生产储油装置（“海洋石油 116”FPSO）以及 11 条海底管道、8 条海底电缆和 1 条脐带缆等。其中，已建设施主要为 8 座井口平台（WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC13-6WHPA）、1 艘“海洋石油 116”FPSO；在建设施主要为 1 座导

管架中心平台（WC9-2/9-3CEP）、1套水下生产系统（WC10-3SPS）。与本项目相关的文昌油田群现有工程设施情况见表 2-4。

表 2-4 与本项目相关的文昌油田群现有工程设施情况

设施名称		描述
文昌 19-1 油 田	WC19-1 WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 12 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC19-1WHPB 和 WC19-1WHPC 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输送至 FPSO。WC19-1WHPA 平台设有生产水分离及处理设备，平台分离出来的部分生产水（3000m ³ /d）经处理达标后排海，剩余物流与来自 WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 的生产物流一起输送至 FPSO 进行处理。
	WC19-1 WHPB	4 腿 8 裙桩导管架钢结构平台，共设 6 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC19-1WHPA 平台。2017 年新增生产水处理设施，处理能力 1570m ³ /d，预计 2018 年投产。
文昌 15-1 油 田	WC15-1 WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 10 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输往 FPSO，伴生天然气经火炬燃烧放空。
文昌 14-3 油 田	WC14-3 WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 4 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输往 FPSO。
文昌 8-3 油田	WC8-3 WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 6 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC8-3WHPB 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。
文昌 19-1 油 田北块	WC19-1 WHPC	4 腿 8 裙桩导管架钢结构平台，共设 8 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC19-1WHPA 平台。2017 年新增生产水处理设施，处理能力 3350m ³ /d，预计 2018 年投产。

续表 2-4 与本项目相关的文昌油田群现有工程设施情况

设施名称		描述
文昌 8-3 油田东 块	WC8-3 WHPB	4 腿 8 裙桩导管架钢结构平台，共设 8 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC8-3WHPA 平台。2017 年新增生产水处理设施，处理能力 1400m ³ /d，预计 2018 年投产。
文昌 13-6 油 田	WC13-6 WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 24 个井槽，95 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。
“海洋石油 116” FPSO		10 万吨级浮式生产储油装置，设有原油处理工艺系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、100 人生活楼等，接收、处理来自 WC19-1WHPA、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA 平台的生产物流，原油处理设计能力为 280×10 ⁴ m ³ /a，含油生产水处理设计能力为 12000 m ³ /d。2017 年生产水处理设施改造扩容，新增 6000m ³ /d 的两级气浮装置，扩容后处理能力 18000m ³ /d，预计 2018 年投产。

管线

WC15-1WHPA 至“海洋石油 116” FPSO 的混输海底管线, 36.6km, 已建;
WC14-3WHPA 至“海洋石油 116” FPSO 的混输海底管线, 27.4km, 已建;
WC8-3WHPA 至 WC14-3WHPA 的混输海底管线, 18.4km, 已建;
WC8-3WHPB 至 WC8-3WHPA 的混输海底管线, 5.1km, 已建;
WC13-6WHPA 至 WC14-3WHPA 的混输海底管线, 18km, 已建;
WC19-1WHPB 至 WC19-1WHPA 的混输海底管线, 5.5km, 已建;
WC19-1WHPC 至 WC19-1WHPA 的混输海底管线, 4.95km, 已建;
WC19-1WHPA 至“海洋石油 116” FPSO 的混输海底管线, 2km, 已建;
WC8-3WHPB 平台到 WC8-3WHPA 平台的海底混输管线, 5.1km, 待建, 2018 年投产。

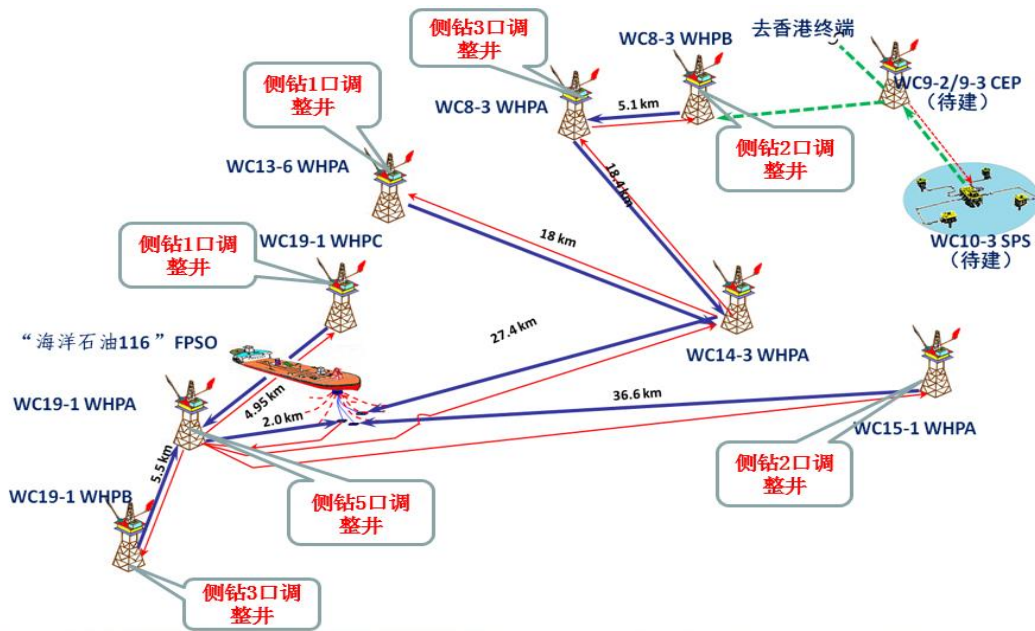


图 2-3 文昌油田群现有工程设施总体布置图

WC8-3WHPA、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC14-3WHPA 和 WC15-1WHPA 均为 4 腿导管架钢结构平台, 各平台均设三层甲板, 分别为上层甲板、中层甲板和下层甲板, 均布设有 40 人生活楼。

WC8-3WHPB、WC19-1WHPC 平台均为 4 腿钢制导管架结构井口平台, 设四层甲板, 分别为直升机甲板、上层甲板、中层甲板和下层甲板。两个平台均设有 40 人生活楼。

WC13-6 WHPA 平台是一座 4 腿钢制导管架结构井口平台, 共设四层甲板, 分别为直升机甲板、上层甲板、下层甲板和模块支持框架甲板 (MSF 甲板)。平台设有 95 人生活楼。

其中 WC8-3WHPA 平台设有 6 个井槽, 现有生产井 6 口; WC8-3WHPB 平台设有 8 个井槽, 现有生产井 8 口; WC15-1WHPA 平台设有 10 个井槽 (其中 2 个为单筒双井), 现有生产井 12 口; WC13-6WHPA 平台设有 24 个井槽, 现有生产井 5 口; WC19-1WHPA

平台设有 12 个井槽（其中 1 个为单筒双井），现有生产井 13 口；WC19-1WHPB 平台设有 7 个井槽（其中 1 个为单筒双井），现有生产井 8 口；WC19-1WHPC 平台设有 8 个井槽，现有生产井 8 口；WC14-3WHPA 平台设有 4 个井槽，现有生产井 4 口。

“海洋石油 116”FPSO 为 10 万吨级浮式生产储油装置，主要设施有原油处理工艺系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、生活楼、公用系统等。“海洋石油 116”FPSO 上原油处理设计能力为 $280 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，现有含油污水处理设计能力为 $12000 \text{m}^3/\text{d}$ ，2018 年扩容后可达到 $18000 \text{m}^3/\text{d}$ ，设有一座 100 人的生活楼。

现有各平台所产物流均通过海底管线输送至“海洋石油 116”FPSO。除 WC15-1WHPA 设有油气分离设施，分离出的气体去放空系统以外，其余物流均通过海底管道共同输往“海洋石油 116”FPSO。目前，WC19-1WHPA 平台设有生产水分离及处理设备，分离出来的部分生产水（ $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ）经处理达标后排海，剩余物流与来自 WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 的生产物流一起输送至“海洋石油 116”FPSO 进行处理；WC19-1WHPB 平台及 WC19-1WHPC 平台将在 2018 年分别新增生产水分离处理设施，处理能力分别为 $1570 \text{m}^3/\text{d}$ 和 $3350 \text{m}^3/\text{d}$ ，这部分生产水经处理达标后排海，剩余物流输送至 WC19-1WHPA 平台，与其生产物流一起输送至“海洋石油 116”FPSO 进行处理；文昌 9-2/9-3/10-3 气田群投产后，WC10-3SPS（水下生产系统）/WC9-2/9-3 CEP 的生产物流经过脱水和烃露点控制后的气体接入崖城-香港输气管道；分离出的油和水经 WC8-3WHPB 平台输至“海洋石油 116”FPSO 处理。此外，WC8-3WHPB 平台将在 2018 年新增生产水分离处理设施，处理能力为 $1400 \text{m}^3/\text{d}$ ，这部分生产水经处理达标后排海，剩余物流输送至 WC8-3WHPA 平台，再经 WC14-3WHPA 平台输送至“海洋石油 116”FPSO 进行处理。

来自各平台的生产物流在“海洋石油 116”FPSO 上进行处理后，分离出的合格原油进入货油舱储存，定期由穿梭油轮外运；分离出的含油生产水经处理达标后在 FPSO 处排海；分离出的天然气用作燃料气在 FPSO 上发电，多余部分通过火炬系统燃烧后排放。现有工程设施物流走向分别见图 2-4、图 2-5。

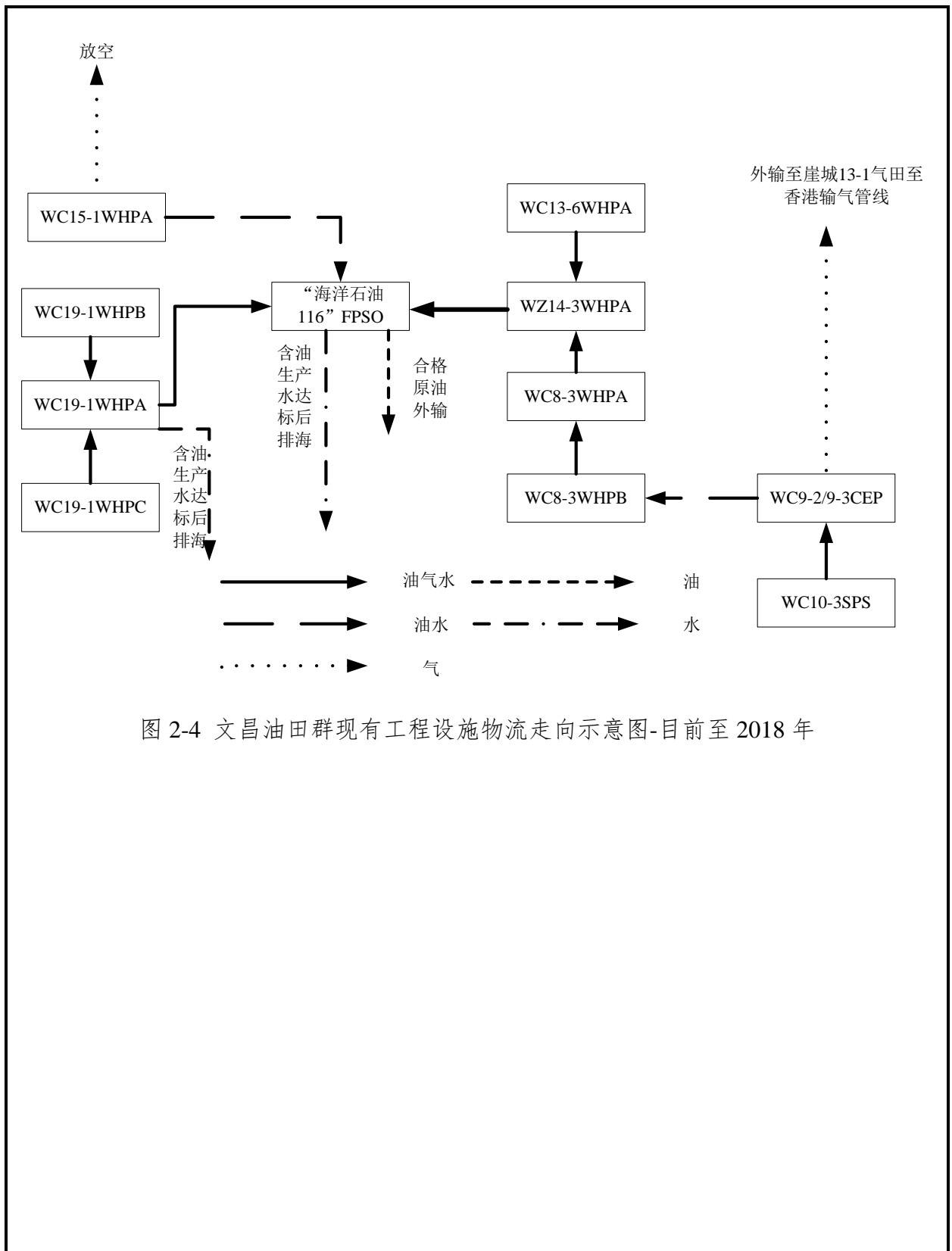


图 2-4 文昌油田群现有工程设施物流走向示意图-目前至 2018 年

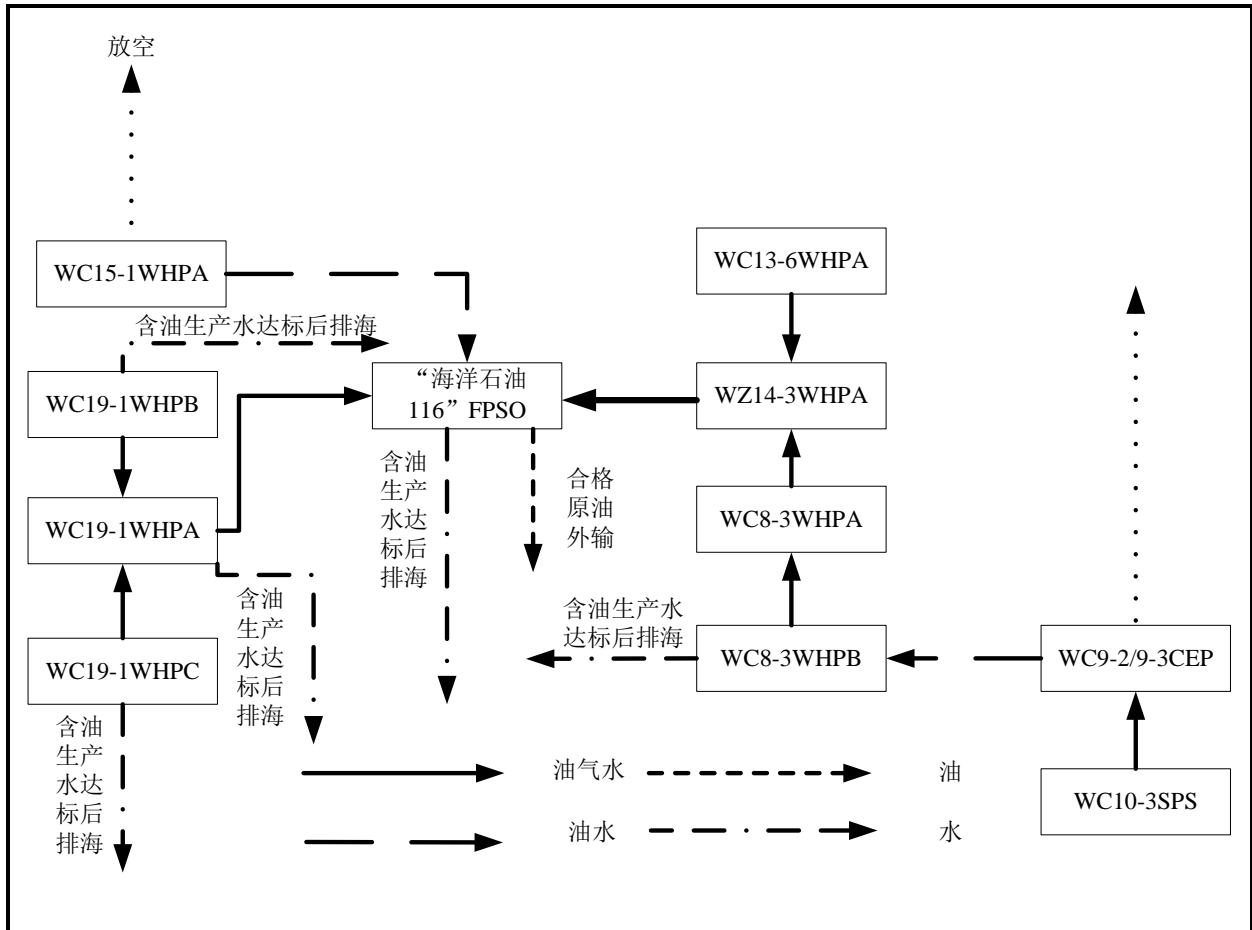


图 2-5 文昌油田群现有工程设施物流走向示意图-2018 年以后

2.3.2 依托工程环保设施和公用系统

文昌油田群配置的主要环保设施包括生产水处理设施、生活污水处理设施、食品废弃物粉碎机、开/闭式排放系统等。投产以来文昌油田群的环保设施运行情况良好。公用工程设施和环保设施详见表 2-5 和表 2-6。

表 2-5 公用工程设施一览表

平台名称	公用设施
WC8-3WHPA/WC8-3WHPB/ WC19-1WHPA/WC19-1WHPB/ WC19-1WHPA/WC19-1WHPB/ WC19-1WHPC/WC13-6WHPA/ WC14-3WHPA	生活楼，WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、 WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC14-3WHPA 平台定员均为 40 人；WC13-6WHPA 平台定员为 95 人
	淡水系统
	柴油应急发电机
	公用/仪表风系统
	消防系统
WC15-1WHPA	生活楼，定员 40 人
	淡水系统
	柴油应急发电机
	公用/仪表风系统
	消防系统

续表 2-5 公用工程设施一览表

平台名称	公用设施
WC15-1WHPA	火炬系统
“海洋石油 116”FPSO	生活楼，定员为 100 人
	吊机
	淡水系统
	海水系统
	公用/仪表风系统
	消防系统
	火炬系统

表 2-6 主要环保设施一览表

平台/FPSO	环保设施	数量	运行状况
WC8-3WHPA/WC13-6WHPA/ WC14-3WHPA/WC15-1WHPA	开/闭式兼冷放空系统（开/闭式排放罐和开/闭式排放泵）	1 套/平台	正常
	生活污水处理系统	1 套/平台	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台/平台	正常
WC8-3WHPB/ WC19-1WHPB/WC19-1WHPC	生产水处理系统，最大处理能力分别为： WC8-3WHPB 平台：1400m ³ /d，WC19-1WHPB 平台：1570m ³ /d，WC19-1WHPC 平台：3350m ³ /d。	1 套/平台	2018 年投产
	开/闭式兼冷放空系统（开/闭式排放罐和开/闭式排放泵）	1 套/平台	正常
	生活污水处理系统	1 套/平台	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台/平台	正常
WC19-1WHPA	生产水处理系统，最大处理能力 3000m ³ /d	1 套	正常
	开/闭式兼冷放空系统（开/闭式排放罐和开/闭式排放泵）	1 套/平台	正常
	生活污水处理系统	1 套/平台	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台/平台	正常
“海洋石油 116” FPSO	生产水处理系统，目前最大处理能力 12000m ³ /d，2018 年扩容后可达到 18000m ³ /d	1 套	正常
	开式排放系统（开式排放罐和开式排放泵）	1 套	正常
	闭式排放系统（闭式排放罐和闭式排放泵）	1 套	正常
	火炬/放空系统（分液罐和放空火炬）	1 套	正常
	生活污水处理装置	1 套	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台	正常

2.3.3 工艺流程

- 生产工艺流程

(1) WC8-3WHPA 生产工艺流程

WC8-3WHPA 平台单井物流经油嘴节流后，与多路阀各入口相连，需计量的生产井流体（定期）进入多相流量计中进行油、气、水三相计量。多路阀汇合各生产井的流体及闭式排放罐收集的流体后，进入海底管线输送至 WC14-3WHPA，最终输往“海洋石油 116” FPSO。

(2) WC8-3WHPB 生产工艺流程

现有工艺流程：WC8-3WHPB 平台各单井与多路阀相连，单井物流与生产物流混合后通过海管输送到 WC8-3WHPA 平台，与该平台物流混合后通过海底管线输往 WC14-3WHPA，与 WC14-3WHPA 自身的流体混合后一起输送到“海洋石油 116” FPSO 处理、储存和外输。

2018 年新增含油生产水处理设施投产后工艺流程：WC8-3WHPB 平台各单井与多路阀相连，单井物流与生产物流混合后进入气液/油水分离设施，分离出的天然气和原油会经过多相流量计进入到海管输送至 WC8-3WHPA，然后再输往 WC14-3WHPA 平台，并最终输往“海洋石油 116” FPSO，分离出来的生产水处理达标后排海（控制在最大 1400m³/d，多出的部分与天然气、原油一起输送至“海洋石油 116” FPSO 进行处理）。

(3) WC14-3WHPA 生产工艺流程

WC14-3WHPA 平台单井物流经油嘴节流后，与多路阀各入口相连，多路阀汇合各生产井的流体后，与开/闭式排放系统的流体及来自 WC8-3WHPA 的流体混合在一起，共同进入海底管线输送至“海洋石油 116” FPSO 进行处理。

(4) WC19-1WHPA 生产工艺流程

WC19-1WHPA 平台单井物流经油嘴节流后与多路阀各入口相连，多路阀汇合各生产井的流体后，与开/闭式排放罐收集的流体及来自 WC19-1WHPB 的流体混合在一起，进入气液/油水分离设施，分离出的天然气和原油会经过多相流量计进入到海管输往“海洋石油 116” FPSO，分离出来的生产水处理达标后排海（控制在最大 3000m³/d，多出的部分与天然气、原油一起输送至“海洋石油 116” FPSO 进行处理）。

(5) WC19-1WHPB 生产工艺流程

现有工艺流程：WC19-1WHPB 平台单井物流经油嘴节流后与多路阀各入口相连，多路阀汇合各生产井的流体后，与开/闭式排放罐收集的流体混合，共同进入海底管线输送至 WC19-1WHPA，最终输往“海洋石油 116”FPSO。

2018 年新增含油生产水处理设施投产后工艺流程：WC19-1WHPB 平台单井物流经油嘴节流后与多路阀各入口相连，多路阀汇合各生产井的流体后，与开/闭式排放罐收集的流体混合，进入气液/油水分离设施，分离出的天然气和原油会经过多相流量计进入到海管输送至 WC19-1WHPA，然后输往“海洋石油 116”FPSO，分离出来的生产水处理达标后排海（控制在最大 1570m³/d，多出的部分与天然气、原油一起输送至“海洋石油 116”FPSO）。

（6）WC19-1WHPC 生产工艺流程

现有工艺流程：WC19-1WHPC 平台单井物流经油嘴节流后与多路阀各入口相连，单井物流及开/闭式排放系统收集的流体混合后，一起进入海底管线输送至 WC19-1WHPA 平台，最终输往“海洋石油 116”FPSO 进行处理。

2018 年新增含油生产水处理设施投产后工艺流程：WC19-1WHPC 平台单井物流经油嘴节流后与多路阀各入口相连，单井物流及开/闭式排放系统收集的流体混合后，进入气液/油水分离设施，分离出的天然气和原油会经过多相流量计进入到海管输送至 WC19-1WHPA，然后输往“海洋石油 116”FPSO，分离出来的生产水处理达标后排海（控制在最大 3350m³/d，多出的部分与天然气、原油一起输送至“海洋石油 116”FPSO 进行处理）。

（7）WC13-6WHPA 生产工艺流程

WC13-6WHPA 平台单井物流经油嘴节流后，生产管汇汇合各生产井流体后，与计量后的单井物流及闭式排放系统收集的流体混合后，一起进入约 18km 的海底管线输送至 WC14-3WHPA 井口平台，最终输往“海洋石油 116”FPSO 进行处理。

（8）WC15-1WHPA 生产工艺流程

WC15-1WHPA 平台单井物流经油嘴节流后，与多路阀各入口相连，多路阀汇合各生产井的流体后，进入生产分离器进行气液分离，生产分离器分出的溶解气去放空系统冷放空，分出的液体经外输泵增压后与来自闭式排放罐的液体一起进入海底管线，输往“海洋石油 116”FPSO 进行处理。

(9) “海洋石油 116” FPSO 生产工艺流程

“海洋石油 116” FPSO 原油处理工艺流程有两个系统，分别是轻质油处理系统和
中质油处理系统。

中质油处理系统流程：WC19-1WHPA/B/C 平台原油通过海底管线汇合后输送至
FPSO，经过段塞流控制阀、篮式滤器后进入中质油换热器，随后经中质油加热器进一步
加热后，进入中质一级分离器、中质二级分离器进行油、气、水三相分离。分出的气相
去燃料气系统，分离出的生产水去生产水处理系统，分离出的中质油（含水率 $\leq 0.5v\%$ ）
经中质油加热器加热后，进入电脱水器中进行深度脱水，分出的少量生产水去生产水处
理系统，分出的中质油经中质油换热器、冷却器处理后，合格中质油进入储油系统进行
储存、外输。

轻质油处理系统流程：WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC13-6WHPA
原油通过海底管线汇合后输送至 FPSO，与 WC15-1WHPA 来油汇合后经过段塞流控制
阀、篮式滤器后进入轻质油换热器，随后经轻质油加热器进一步加热后，进入轻质一级
分离器进行油、气、水三相分离。三相分离器分出的气相去燃料气系统，分离出的生产
水去生产水处理系统，分离出的轻质油（含水率 $\leq 0.5v\%$ ）经轻质油加热器加热后，进入
轻质二级分离器中进行稳定脱气，在此分出的气体去火炬放空系统，分出的生产水去生
产水处理系统，分出的轻质油经原油输送泵加压后，经轻质油换热器、冷却器处理后，
合格轻质油进入储油系统进行储存、外输。“海洋石油 116” FPSO 生产工艺流程见图 2-6。

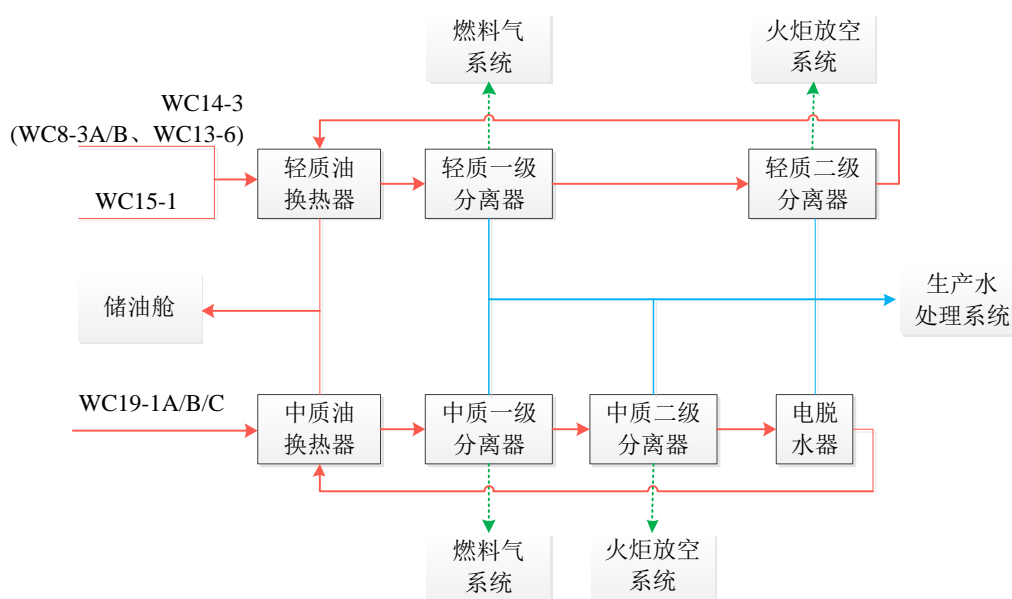


图 2-6 “海洋石油 116” FPSO 生产工艺流程示意图

● 含油生产水处理工艺流程

(1) “海洋石油 116” FPSO 含油生产水处理工艺流程

“海洋石油 116” FPSO 含油生产水采用“生产水舱+水力旋流器+改性纤维球装置+脱气罐”的处理系统。来自生产系统各个分离器的生产水，首先进入生产水舱进行自然沉降分离，从生产水舱撇出的污油进入污油舱，然后用污油泵打回到生产系统的一级分离器；经过沉降的生产水经生产水泵增压后进入水力旋流器，再经改性纤维球装置处理后，进入脱气罐进行进一步的脱气脱油处理，处理合格后的生产水排海。从水力旋流器和脱气罐分离出的污油进入闭式污油舱。“海洋石油 116” FPSO 的含油生产水处理流程见图 2-7。

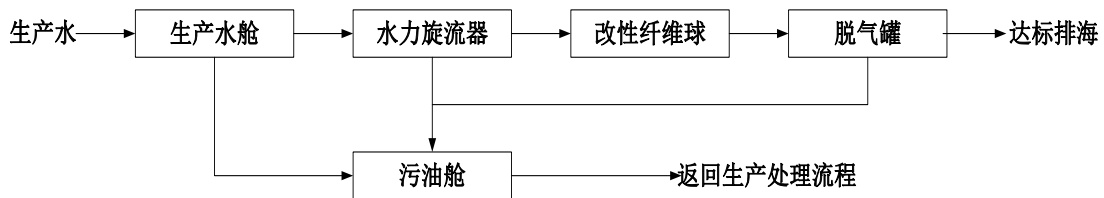


图 2-7 “海洋石油 116” FPSO 含油生产水处理工艺流程

(2) 平台含油生产水处理工艺流程

WC19-1WHPA 平台含油生产水采用一级水力旋流器和二级水力旋流器和浮选器的处理工艺，处理系统分离出来的油进入闭排系统，分离出的水经处理达标后排海。WC19-1WHPB 平台、WC19-1WHPC 平台和 WC8-3WHPB 平台 2018 年新增生产水分离及处理设施采用的处理工艺与 WC19-1WHPA 平台相同，见图 2-8，上述 4 个平台上的部分含油生产水经处理达到含油量 $\leq 45\text{mg/L}$ 后在本平台排海。

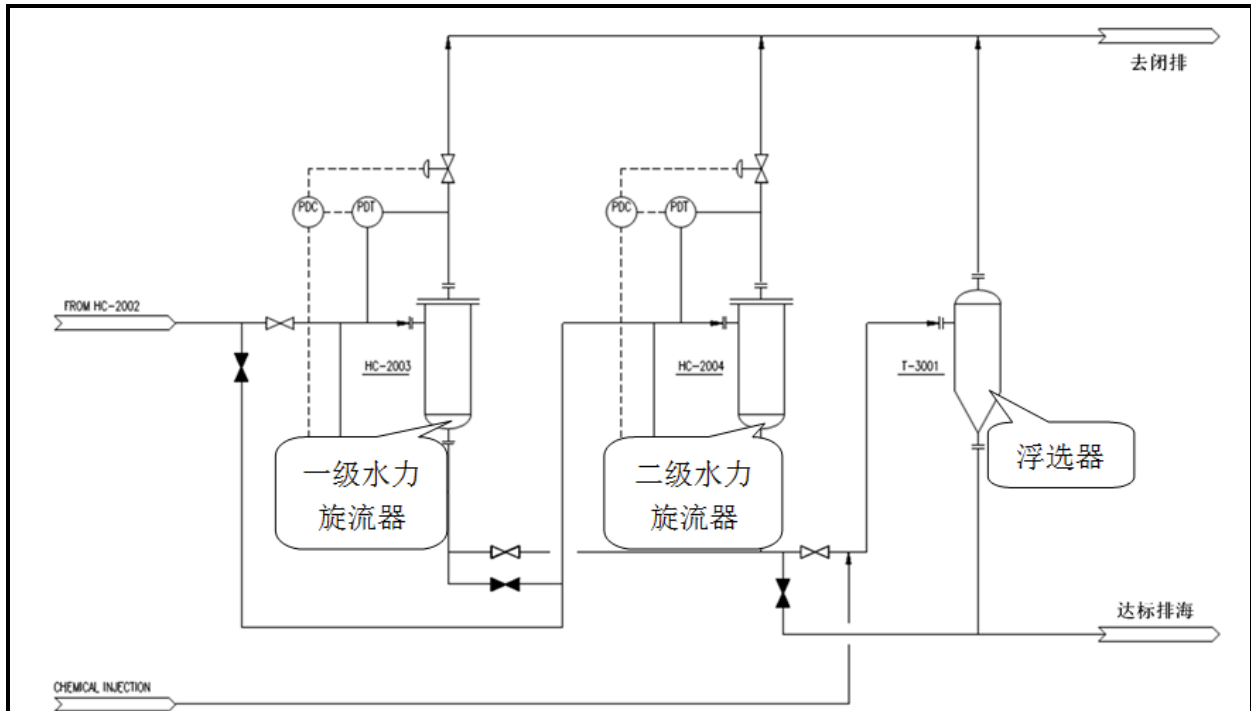


图 2-8 WC19-1WHPA 平台含油生产水处理工艺流程

- 生活污水处理设施

各平台及“海洋石油 116”FPSO 均各设有一套生活污水处理装置，可满足相应定员人数生活污水的处理要求。生活污水经处理达标后排海（ $COD \leq 500mg/L$ ）。

2.3.4 环评审批及落实情况

文昌油田群包括已建的文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1 油田北块、文昌 8-3 油田东块、文昌 13-6 油田以及在建的文昌 9-2/9-3/10-3 气田群。下面将对本工程主要依托和改造的 WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC15-1WHPA、WC13-6WHPA、WC14-3WHPA、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 平台以及“海洋石油 116”FPSO 的开发过程进行回顾。

- 文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程

文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程包括 5 座井口平台 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 以及 1 座浮式生产储油装置（“海洋石油 116”FPSO）。“海洋石油 116”FPSO 为一座 10 万吨级浮式生产储油装置，其上的主要设施有原油处理工艺系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、生活楼、公用系统等，5 座井口平台的物流均通过海底管道输往 FPSO 进行处理、储存和外输。文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田于 2011 年 1 月正式投产，《文昌

19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》于 2005 年 6 月 16 日获得国家海洋局核准（国海环字[2005]238 号），批复见报告附件。

- 文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程

文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块油田 2014 年 8 月正式投产，文昌 13-6 油田 2015 年 1 月正式投产，《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》于 2012 年 9 月 18 日获得国家海洋局核准（国海环字[2012]654 号），批复见报告附件 2。文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程主要依托已建“海洋石油 116”FPSO 进行开发，工程设施包括 3 座井口平台 WC19-1WHPC、WC8-3WHPB、WC13-6WHPA，3 条海底混输管道、3 条海底电缆。其中 WC19-1WHPC 平台物流通过海底管道输往 WC19-1WHPA 平台，与该平台混合物流一起输至“海洋石油 116”FPSO 进行油气水处理；WC8-3WHPB 平台物流通过海底管道输往 WC8-3WHPA 平台，经海底管道汇同 WC14-3WHPA 平台物流一同输往“海洋石油 116”FPSO 进行处理；WC13-6WHPA 平台物流通过海底管道输往 WC14-3WHPA 平台，与该平台混合物流一起输至“海洋石油 116”FPSO 进行油气水处理。

- 文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目

文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目于 2016 年 9 月正式投产，《文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表》于 2014 年 7 月 16 日获得国家海洋局核准（国海环字[2014]364 号），批复见报告附件 2。文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目对 WC19-1WHPA 平台进行局部改造，增加一套分离设备撬，包括分离设备和生产水处理设施，对生产物流进行初步分离，分离出的天然气和原油进入海底管道输送至 FPSO，分离出来的含油生产水经处理达标后排海，水处理设施的最大处理能力为 3000m³/d。

- 文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目

文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目计划分别在 WC8-3WHPB、WC19-1WHPB 和 WC19-1WHPC 3 个平台上新增生产水分离及处理设施，新铺 1 条 WC8-3WHPB 平台到 WC8-3WHPA 平台的海底混输管道，在 WC19-1WHPA 井口平台利用老井侧钻 3 口调整井，并对“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统进行扩容。其中 WC8-3WHPB 平台新增生产水处理设施规模为 1400m³/d，WC19-1WHPB 平台新增

生产水处理设施规模为 1570 m³/d, WC19-1WHPC 平台新增生产水处理设施规模为 3350 m³/d, “海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统扩容后处理规模为 18000m³/d, 2018 年投产。

《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响评价报告书》于 2018 年 3 月 5 日获得国家海洋局核准（国海环字[2018]97 号），批复见报告附件 2。

现有工程环评批复及开发建设情况见表 2-7，环评批复中环保措施及环境风险防范措施落实情况见表 2-8，三同时及竣工验收情况见表 2-9。

其中，《关于文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2014]364 号）中明确：工程投产后，WC19-1WHPA 平台排污混合区范围以 WC19-1WHPA 平台为中心 500 米半径以内的海域，“海洋石油 116”FPSO 排污混合区范围调整为以 FPSO 为中心 850 米半径以内的海域。

《国家海洋局关于文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响评价报告书的批复》（国海环字[2018]97 号）中明确：调整改造项目投产后，WC19-1WHPA 平台含油生产水最大排放量保持 3000m³/d 不变，排污混合区范围维持原环评批复的以平台为中心 500 米半径以内海域；文昌 19-1N/8-3E 产能释放项目投产后，WC19-1WHPB 平台、WC8-3WHPB 平台以平台为中心、半径 100 米以内海域为各平台排污混合区，WC19-1WHPC 平台以平台为中心、半径 350 米以内海域为平台排污混合区，WC19-1WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1570m³/d, WC19-1WHPC 平台含油生产水最大排放量控制在 3350m³/d, WC8-3WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1400m³/d；“海洋石油 116”FPSO 最大生产水排放量控制在 17977m³/d, 排污混合区范围不变，为以 FPSO 为中心 850 米半径以内的海域。

表 2-7 现有工程环评批复及开发建设情况一览表

依托工程设施	环评报告书	批复情况	投产时间
WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、“海洋石油 116”FPSO 及之间的混输管道	《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》	于 2005 年 6 月 16 日获得国家海洋局核准（国海环字 [2005]238 号）	2011 年 1 月投产，FPSO 设计年限为 25 年，其他设备设计年限为 20 年。
WC19-1WHPC、WC8-3WHPB 及 WC13-6WHPA	《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	于 2012 年 9 月 18 日获得国家海洋局核准（国海环字 [2012]654 号）	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块 2014 年 8 月正式投产，文昌 13-6 油田 2015 年 1 月正式投产，设计年限均为 20 年。

续表 2-7 现有工程环评批复及开发建设情况一览表

依托工程设施	环评报告书	批复情况	投产时间
WC19-1WHPA 平台含油生产水处理设施	《文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表》	于 2014 年 7 月 16 日获得国家海洋局核准(国海环字[2014]364 号)	于 2016 年 9 月投产。
WC8-3WHPB、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 平台及“海洋石油 116”FPSO 含油生产水处理设施, WC8-3WHPB 平台到 WC8-3WHPA 平台的海底混输管道。	《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响评价报告书》	2018 年 3 月 5 日获得国家海洋局核准(国海环字[2018]97 号)	计划 2018 年投产。

表 2-8 现有工程环评批复要求落实情况一览表

依托工程	环评报告书批复意见	落实情况
《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》	同意各类污染物的排放总量按报告书中建议的“总量控制指标”执行,要严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度。	工程在运行过程中严格执行已批复的排海总量和排放浓度。
	本工程的排污混合区以 FPSO 为中心 1000 米半径以内海域。	工程在运行过程中严格执行已批复的排污混合区范围。
	加强溢油事故防范和溢油应急体系建设,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。
	本工程投产前,应当结合施工期的监测,对工程海域的生物生态做一次春季调查。	在工程竣工验收阶段落实了该项意见。
《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	严格执行钻井作业规程,配备安全有效的井控设备,设置烃类气体探测器,在关键部位安装温度或压力报警装置,并设置相应的应急关断系统。	在钻井过程中严格执行钻井作业规程,配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
	钻井过程中备足压井材料,加强实时观测,以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。	严格落实,钻井过程中有效防范了溢流和井涌事故的发生。
	海上施工作业应尽量避免主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期,加快施工进度,缩短海上施工周期和铺管时间,减轻对渔业资源的影响,并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。	施工期严格落实了该项意见,在海底管道挖沟作业期间尽量避开了主要经济鱼类产卵盛期和洄游期。
	根据生产水处理系统的处理能力,严格控制	项目运营期间进入生产水处理系统

	进入生产水处理系统的水量。	的水量均未超过其处理能力。
续表 2-8 现有工程环评批复要求落实情况一览表		
依托工程	环评报告书批复意见	落实情况
《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	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。	建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
	工程投产前，应重新修订文昌油田原有的溢油应急计划并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。	工程投产前，建设单位重新修订了原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局获得了批准。
	严格控制污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后，“海洋石油 116”FPSO 排污混合区范围不变，含油生产水年最大排放量不得超过 392 万立方米，石油类年最大排放量不得 176.4 吨。	工程运营期间严格执行已批复的排海总量、排放浓度和排污混合区范围。
《文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表》	工程投产后，WC19-1WHPA 平台排污混合区范围以 WC19-1WHPA 平台为中心 500 米半径以内的海域，“海洋石油 116” FPSO 排污混合区范围调整为以 FPSO 为中心 850 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污混合区范围。

表 2-9 依托设施三同时及竣工验收情况一览表

依托工程设施	环评报告书	三同时检查情况	竣工验收情况
WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、“海洋石油 116”FPSO 及之间的混输管道	《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》	文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田环保设施于 2009 年 2 月 26 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字[2009]91 号）。	文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田 2011 年 1 月 25 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收的复函（国海环字[2011]39 号）。
WC19-1WHPA、WC8-3WHPB 及 WC13-6WHPA	《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块环保设施于 2013 年 6 月 20 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字[2013]359 号）；文昌 13-6 油田环保设施于 2014 年 5 月 16 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块于 2014 年 8 月 14 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环字[2014]475 号）；文昌 13-6 油田于 2015 年 1 月 5 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环

[2014]260号)。

字[2015]3号)。

2.3.5 环保设施运行情况回顾

现有工程污染物产生量及处理方式见表 2-10。文昌油田群生产过程中产生的主要污染物为含油生产水、作业人员的生活污水、生活垃圾、生产垃圾和少量船舶机舱含油污水等。文昌油田群自 2011 年正式投产以来各平台环保设施运行稳定，其中 2016 年在 WC19-1WHPA 平台新增一套含油生产水处理设施，其他各平台及“海洋石油 116”FPSO 环保设施均没有进行改造或者更新，含油生产水经 WC19-1WHPA 平台及“海洋石油 116”FPSO 上生产水处理系统处理达标后 ($\leq 45\text{mg/L}$) 排海。生活污水经各平台及“海洋石油 116”FPSO 上生活污水处理装置处理达标后 (COD 含量 $\leq 500\text{mg/L}$) 排海。其他污染物包括：生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海，其它生活垃圾、生产垃圾均分类回收运回陆地处理，船舶机舱含油污水经油水分离器处理装置处理达标后 ($\leq 15\text{mg/L}$) 排放。

表 2-10 现有工程污染物产生量及处理方式

污染物	排放量	批复量	主要污染因子	处理/排放方式
含油生产水	FPSO: 269.87×10^4 m^3/a (2017 年)	FPSO: 656.16×10^4 m^3/a	石油类	含油量 $\leq 45\text{mg/L}$, 固定点源达标连续排放
	WC19-1WHPA: 91.47×10^4 m^3/a (2017 年)	WC19-1WHPA: $105.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$		
生活污水	$19640 \text{m}^3/\text{a}$	-	COD 等	处理达标后排放, COD 含量 $\leq 500\text{mg/L}$
机舱含油污水	$240 \text{m}^3/\text{a}$	-	石油类	处理达标后间断排放, 石油类含量 $\leq 15\text{mg/L}$
生活垃圾	80t/a	-	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物粉碎为粒径 $\leq 25\text{mm}$ 后, 间断排放; 食品包装等回收后运回陆地
生产垃圾	346t/a	-	废旧零件等	分类回收, 运回陆地
甲板冲洗水和初期雨水	$600 \text{m}^3/\text{a}$	-	石油类	经开、闭排收集后, 进入生产处理系统

根据 2017 年“海洋石油 116”FPSO 及 WC19-1WHPA 平台生产水排放的统计结果 (见表 2-11), 2017 年“海洋石油 116”FPSO 生产水月均含油浓度为 $19.72\text{mg/L} \sim 33.77\text{mg/L}$, 平均为 28.55mg/L , 2017 年“海洋石油 116”FPSO 排放的生产水量为 $269.87 \times 10^4 \text{m}^3$; WC19-1WHPA 平台生产水月均含油浓度为 $21.0\text{mg/L} \sim 28.0\text{mg/L}$,

平均为 25.03mg/L，2017 年 WC19-1WHPA 平台排放的生产水量为 $91.47 \times 10^4 \text{m}^3$ 。2017 年“海洋石油 116”FPSO 及 WC19-1WHPA 平台共排放含油生产水量约 $361.34 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

表 2-11 “海洋石油 116”FPSO 及 WC19-1WHPA 平台含油生产水排放情况（2017 年）

月份	FPSO		WC19-1WHPA 平台	
	排水量 (m ³)	含油浓度 (mg/L)	排水量 (m ³)	含油浓度 (mg/L)
1	235508	19.72	80020	27.0
2	238735	22.85	59486	28.0
3	244390	22.69	74487	26.0
4	223823	25.42	77929	27.0
5	204480	25.67	70867	27.0
6	235868	31.04	79785	27.6
7	243403	31.17	81680	23.0
8	226470	32.83	75578	23.0
9	217939	33.31	76855	21.0
10	188437	30.47	73887	23.0
11	219754	33.77	81708	22.6
12	219913	33.61	82434	25.1
累计/均值	2698720	28.55	914716	25.03

综上，“海洋石油 116”FPSO 及 WC19-1WHPA 平台含油生产水的排放浓度均满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求（ $\leq 45 \text{mg/L}$ ）；年排放量低于现有已批复环境影响报告中文昌油田群的总量控制指标（FPSO 总量指标为 $392 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，WC19-1WHPA 平台总量指标为 $105.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ）。生产水处理系统装置运转正常，工作效率良好。

根据 2017 年文昌油田群各平台及“海洋石油 116”FPSO 生活污水排放的统计结果（见表 2-12a、表 2-12b），各平台及 FPSO 生活污水月均排放浓度为 $20 \text{mg/L} \sim 271 \text{mg/L}$ ，平均值范围为 $113.25 \text{mg/L} \sim 180.33 \text{mg/L}$ ，排放浓度符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求（ $\text{COD} \leq 500 \text{mg/L}$ ）。

表 2-12a 文昌油田群各平台及“海洋石油 116”FPSO 生活污水排放情况（2017 年）

月份	WC8-3WHPA		WC8-3WHPB		WC13-6WHPA		WC14-3WHPA		WC15-1WHPA	
	COD 浓度 (mg/L)	是否达标	COD 浓度 (mg/L)	是否达标	COD 浓度 (mg/L)	是否达标	COD 浓度 (mg/L)	是否达标	COD 浓度 (mg/L)	是否达标
1	171	达标	100	达标	212	达标	125	达标	125	达标
2	152	达标	117	达标	144	达标	154	达标	136	达标
3	164	达标	167	达标	213	达标	83	达标	120	达标
4	186	达标	147	达标	185	达标	159	达标	135	达标

5	122	达标	163	达标	125	达标	158	达标	159	达标
6	111	达标	271	达标	176	达标	196	达标	115	达标
7	269	达标	153	达标	143	达标	115	达标	95	达标
8	159	达标	130	达标	189	达标	149	达标	138	达标
9	178	达标	204	达标	190	达标	147	达标	143	达标
10	122	达标	75	达标	157	达标	53	达标	60	达标
11	68	达标	183	达标	243	达标	77	达标	24	达标
12	66	达标	200	达标	167	达标	100	达标	109	达标
均值	147.33	达标	159.17	达标	178.67	达标	126.33	达标	113.25	达标

表 2-12b 文昌油田群各平台及“海洋石油 116” FPSO 生活污水排放情况（2017 年）

月份	WC19-1WHPA		WC19-1WHPB		WC19-1WHPC		“海洋石油 116” FPSO	
	COD 浓度 (mg/L)	是否达标	COD 浓度 (mg/L)	是否达标	COD 浓度 (mg/L)	是否达标	COD 浓度 (mg/L)	是否达标
1	144	达标	136	达标	167	达标	117	达标
2	138	达标	154	达标	130	达标	379	达标
3	191	达标	100	达标	206	达标	140	达标
4	139	达标	182	达标	178	达标	132	达标
5	192	达标	107	达标	199	达标	172	达标
6	95	达标	178	达标	127	达标	248	达标
7	105	达标	118	达标	247	达标	154	达标
8	111	达标	174	达标	153	达标	164	达标
9	183	达标	176	达标	166	达标	205	达标
10	131	达标	76	达标	91	达标	60	达标
11	70	达标	223	达标	241	达标	20	达标
12	168	达标	194	达标	259	达标	89	达标
均值	138.92	达标	151.5	达标	180.33	达标	156.67	达标

此外，国家海洋局南海环境监测中心 2010 年 7 月对文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程的现场验收监测报告结论显示：文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田生产水日排放量、年排放量均符合“环境影响报告书”及其批复提出的总量控制目标。验收监测期间，对文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田生产水、生活污水进行了连续采样监测。结果表明，生产水油类和生活污水 COD 排放达标。固体废物监测结果符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中对固体废物提出的各项要求。海水环境质量监测结果表明，文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田“海洋石油 116” FPSO 周围海域水质油类、化学需氧量、悬浮物和无机氮测值较低，所有测值均符合一类海水标准；说明油田周围海水环境质量尚好，未发现受到石油开发活动的明显影响。

文昌有油田群现有生产设施已经过环保设施竣工验收监测并获得主管部门复函同意正式投入生产；其所配备的环保设备和管理制度可以满足原环评报告及其批复中提出的相关要求。

2.3.6 现有工程投产以来风险事故情况

在文昌油田群开发进程中，自 2011 年正式投产以来，均严格落实了环评报告/表、批复及溢油应急计划中风险防范措施，油田群自投产以来未出现任何环境风险溢油事故。

2.4 调整井工程概况

2.4.1 油藏概况

文昌油田群于 2008 年开始投入开发。文昌油田群构造是在基底隆起的基础上发育的低幅披覆背斜构造，珠江组构造完整平缓，具有圈闭面积大，闭合幅度小的特点；珠海组受断层影响较大，构造的形成、油气聚集成藏多与断裂活动有关，构造较陡，具有圈闭面积小，闭合幅度大的特点。文昌油田群各主力油藏具有独立的油水系统，依靠天然水驱开发，地层能量充足，泵抽生产。油藏类型主要为构造油藏，各主力油藏以边水驱动为主。本次拟在文昌 8-3 油田 WC8-3WHPA 平台实施 3 口侧钻井，在文昌 8-3 油田东块 WC8-3WHPB 平台实施 2 口侧钻井，在文昌 13-6 油田 WC13-6WHPA 平台实施 1 口侧钻井，在文昌 15-1 油田 WC15-1WHPA 平台实施 2 口侧钻井，在文昌 19-1 油田 WC19-1WHPA 和 WC19-1WHPB 平台分别实施 5 口和 3 口侧钻井，在文昌 19-1 油田北块 WC19-1WHPC 平台实施 1 口侧钻井，共 17 口侧钻调整井。

● 文昌 8-3 油田油藏地质概况

文昌 8-3 油田位于珠江口盆地是南海北部大陆边缘，其构造的形成与断裂活动有很大关系，为断层 F1 下降盘形成的受断层复杂化的滚动背斜。构造具有继承性，上下各层形态和圈闭面积相近，闭合幅度珠江组小、珠海组大，地层倾角在珠江组较小，而在珠海组地层倾角较大。文昌 8-3 油田目前开采层位有 ZJ₁IV 油组、ZJ₂III 油组以及 ZJ₁III 中油组北块，油田动用储量 $378.59 \times 10^4 \text{m}^3$ 。主力油组 ZJ₁IV 油组为中~高孔、中~高渗储层，储层物性好，单井产能高；水体能量充足，生产压差小，开发效果较好。

文昌 8-3 油田东块是受到断层的逆牵引作用形成，该构造被分为南部高点和北部高点两块，北部高点较高部位受 F6、F7 和 F8 三条断层的切割，形成一个独立的构造高点，含

油范围受断层控制，该构造的顶部及东部较为平缓，北部以及南部较陡。文昌8-3油田东块开发层位为ZJ₁II_下油组，为中孔低渗储层平面上划分为E1与E2两个井区。E1井区为薄油层底水油藏，E2井区为薄油层边水油藏，两个井区均为天然能量开发。

文昌8-3油田主力ZJ₁IV油组已经过近5年高速开采，老井均处于高含水期，为延缓油田产量递减，增加储量动用，对未动用的低品位含油层位进行开发。ZJ₁III_中油组储层孔隙度属于中孔、中渗储层，ZJ₁III_中油组控制级地质储量 $64.86 \times 10^4 \text{m}^3$ ，计划部署1口水平调整井（A2H1）。ZH₁I_下油组和ZH₁II_下油组中孔低渗储层，计划部署1口定向调整井（A4S1），ZH₁II_上油组未动用，计划部署1口水平调整井（A5H1）。文昌8-3油田东块ZJ₁II_上油组未动用，计划部署2口水平井（B6H1和B8H1），本次在文昌8-3油田及文昌8-3油田东块共布设5口调整井。

● 文昌 15-1 油田油藏地质概况

文昌15-1构造是在基底隆起的基础上发育的低幅披覆背斜构造，有南北两个高点，北高点轴向为近东西方向，西翼地层倾角较缓；南面的高点轴向为近东西方向，高点往南地层倾角较缓。主要开发层为ZJ₁IV油组，为中孔中低渗储层，ZJ₁IV油组储层的非均质性较强，1、3井为高阻细砂岩储层，开发井以泥质粉砂岩为主，2井物性最差，储层岩性、物性横向变化大，西北边物性相对好，东南边物性相对差，使剩余油富集，本次计划布设2口调整井(A3H1、A4H1)。

● 文昌 13-6 油田油藏地质概况

文昌13-6油田构造位于琼海凸起上东倾没端，是在琼海凸起基岩隆起背景上发育起来的为一个受近东西向展布断层控制和基底地形及差异压实作用的断鼻、断块构造。受中新世早期区域挤压扭动应力作用，在琼海凸起东段发育一系列雁列式断层，文昌13-6油田构造受东西向断层分割为南块、中块及北块。其中，北块构造类型主要为断鼻构造，南块构造类型主要为断块构造。各块构造圈闭的叠合性均较好，从下到上圈闭闭合幅度及圈闭面积有变大的趋势。文昌13-6油田目前仅有5口生产井，动用程度低。为增加对珠江二段中高渗层储量潜力的动用，以减缓产量递减，进一步完善井网，计划部署一口水平调整井A13S1井。

● 文昌 19-1 油田油藏地质概况

文昌19-1油田位于珠江口盆地西部，是在基底隆起的基础上发育的低幅披覆背斜构

造，文昌19-1构造不同区块不同层位圈闭特征有所差异。1、6井区珠江组的构造基本上是一个完整的低幅背斜构造，2、5井区珠海组是受珠三南断裂控制的半背斜式断鼻构造，构造走向近E-W向，构造向北、东、南方向倾没。北块珠海组是受珠三南断裂控制的半背斜式断鼻构造，整体构造形态为南高北低、东高西低的特点。珠江组的构造自上而下具有继承性，但与珠海组的构造差异较大；圈闭面积珠江组大，珠海组小，而闭合幅度则是珠江组小，珠海组大。北块珠海组二段自上而下构造圈闭的形态基本不变，具有良好的继承性，闭合幅度大，但ZH₂V油组在靠近南大断裂区域尖灭。其开发层位为新近系珠江组和珠海组，各油组砂岩以中高孔、中渗储层为主。

其中，WHPA平台主力油组ZJ₂I油组储层厚度较薄，隔夹层发育、非均质性较强，挖潜潜力较大，本次部署3口水平调整井(A9H1，A10H1和A12H1)；WHPA平台珠海组ZH₂IV_下油组未动用，本次部署2口定向调整井(A2S1和A13S1)；WHPB平台ZH₂I油组东区由于非均质性强，渗透率极差大，产出不均，动用较差，本次部署3口定向调整井(B3S1,B4S2和B6S1)；北块WHPA平台ZH₂IV油组现仅一口水平井，动用程度低，本次部署1口水平调整井(C2H2)。

2.4.2 生产物流特性

文昌油田群调整井项目相关平台的原油性质及天然气性质分别见表 2-13 和表 2-14。

表 2-13 调整井项目相关平台的原油物性

项目	WC19-1 WHPA	WC19-1 WHPB	WC19-1 WHPC	WC8-3 WHPA	WC8-3 WHPB	WC15-1 WHPA	WC13-6 WHPA
密度 20℃ (kg/m ³)	919	867	849	774	784	860.8	755
粘度 50℃ (cp)	56.48	10.36	6.493	1.06~1.29	1.277	5.215	1.24
析蜡点(℃)	/	/	35	25	27	24	/
倾点(℃)	/	/	30	13	12	15	/
闪点(℃)	/	/	27.329	/	26	/	/
最高凝点(℃)	27	33	/	/	/	/	9
硫含量 (mass%)	0.147	0.0816	0.0812	/	0.0385	0.12	/
蜡含量 (mass%)	10.4	19.9	18	3.34	3.45	6.72	5
胶质含量(mass%)	8.82	1.9	5.23	0.85	0.65	3.2	0.23
沥青质 (mass%)	3.11	1.9	3.56	0.28~0.64	0.842	1.97	0.26

表 2-14 调整井项目相关平台的天然气组分

天然气组分(mol%)	WC19-1 WHPA	WC19-1 WHPB	WC19-1 WHPC	WC8-3 WHPA	WC8-3 WHPB	WC15-1 WHPA	WC13-6 WHPA
C1	51.42	64.73	67.97	60.57	67.09	8.49	21.02
C2	11.35	9.14	13.53	2.24	1.38	2.75	29.56
C3	8.54	5.98	7.69	3.62	0.93	1.64	26.37
i-C4	1.80	1.00	1.36	6.40	1.85	0.62	3.03
n-C4	2.49	1.58	1.82	9.98	1.25	0.5	6.15
i-C5	0.76	0.36	0.47	1.44	1.28	0.5	0.40
n-C5	0.61	0.32	0.36	4.78	0.62	0.22	1.11
C6+	0.92	0.74	0.29	0.61	1.04	0.46	0.42
N ₂	2.02	5.26	1.83	5.75	15.15	2.93	9.23
CO ₂	20.08	10.89	4.67	4.61	9.42	81.53	2.60

2.4.3 生产指标预测

调整井投产前后各油田生产预测数据见表 2-15~表 2-21 (略)。

2.5 调整井工程分析

2.5.1 建设方案

文昌油田群于 2011 年投入开发, 累产油量 $1304 \times 10^4 \text{m}^3$, 综合含水 75.1%, 现有生产井数 64 口, 采用电潜泵采油, 目前各已建平台已没有剩余可用井槽, 随着开采年限的增加, 部分井产量下降。为了弥补油田群产量下降, 以减缓油田群产量递减速度。本次拟在文昌油田群实施 17 口调整井, 其中 WC8-3WHPA 平台实施 3 口侧钻井, WC8-3WHPB 平台实施 2 口侧钻井, WC15-1WHPA 平台实施 2 口侧钻井, WC13-6WHPA 平台实施 1 口侧钻井, WC19-1WHPA 和 WC19-1WHPB 平台分别实施 5 口和 3 口侧钻井, 在文昌 19-1 油田北块 WC19-1WHPC 平台实施 1 口侧钻井, 共 17 口调整井。

文昌油田群调整井项目实施计划见表 2-22 及表 2-23。

2.5.1.1 钻井方案

本次在文昌油田群共实施 17 口调整井, 均为生产井, 其中 7 口为定向井, 10 口为水平井, 均利用老井进行侧钻。

在工程实施前需要对原井进行封堵作业, 主要步骤是将原井进行关井、压井作业、拆采油树并安装防喷器组、起生产管柱、注弃井水泥塞等作业过程。调整井作业时与正常的新钻井作业工艺基本一致。常规封堵过程: 1) 通井; 2) 注水泥封堵油层; 3)

下桥塞至油油层以上30m并试压合格；4) 在桥塞顶部打50m水泥塞，探塞，试压；5) 起钻至尾管挂以下30m向上注60m水泥塞，候凝，探水泥面；6) 上述作业严格遵循国家法律法规和认真参照行业规范，从技术上规避了溢油的风险。

文昌油田群各相关平台调整井井槽示意图 2-8~图 2-14。

表 2-22 文昌油田群调整井实施计划

平台	现有生产井数	调整井名称		槽口编号	调整井总数	合计
		侧钻水平井	侧钻定向井			
WC8-3WHPA	6 口	WC8-3-A2H1、WC8-3-A5H1	WC8-3-A4S1	A4H、A2H、A5	3 口	17 口
WC8-3WHPB	8 口	WC8-3E-B6H1、WC8-3E-B8H1	——	B8H、B6H	2 口	
WC15-1WHPA	12 口	WC15-1-A3H1、WC15-1-A4H1	——	A3H、A4H	2 口	
WC13-6WHPA	5 口	——	WC13-6-A13S1	A13	1 口	
WC19-1WHPA	13 口	WC19-1-A9H1、WC19-1-A10H1、WC19-1-A12H1	WC19-1-A2S1、WC19-1-A13S1	A2H、A9hb、A10H、A12H 和 A13	5 口	
WC19-1WHPB	8 口	——	WC19-1-B3S1、WC19-1-B4S2、WC19-1-B6S1	B3、B4、B6	3 口	
WC19-1WHPC	8 口	WC19-1N -C2H2	——	C2H1	1 口	

表 2-23 文昌油田群调整井年度实施计划

平台	井号	井别	井型	实施年份	
WC8-3WHPA	A4S1	采油井	定向井	2021.1	
	A5H1		水平井	2021.1	
	A2H1			2019.9	
WC8-3WHPB	B6H1		水平井		2020.11
	B8H1				2020.11
WC15-1WHPA	A4H1		水平井		2019.6
	A3H1				
WC13-6WHPA	A13S1		定向井		2019.9
WC19-1WHPA	A9H1		水平井		2018.10
	A12H1				2019.10
	A10H1				2019.10
	A13S1		定向井		2020.1
	A2S1			2019.1	
WC19-1WHPB	B3S1	定向井		2019.7	
	B4S2				
	B6S1				
WC19-1WHPC	C2H2	水平井		2020.1	

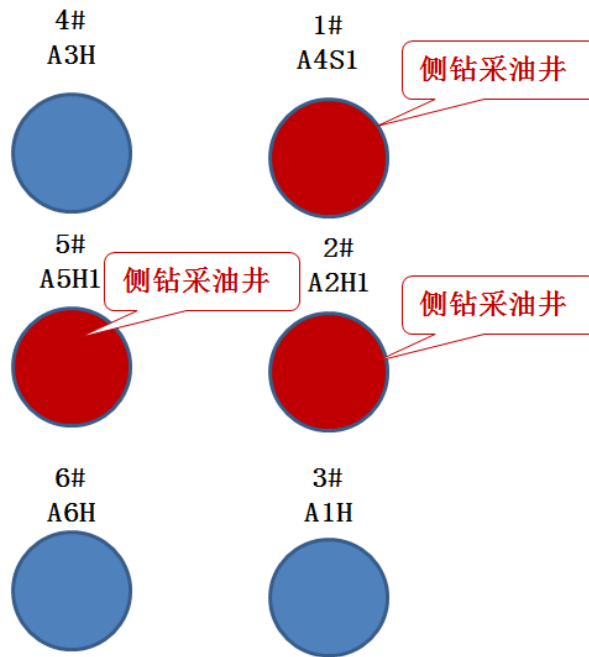


图 2-8 WC8-3WHPA 平台调整井使用井槽示意图

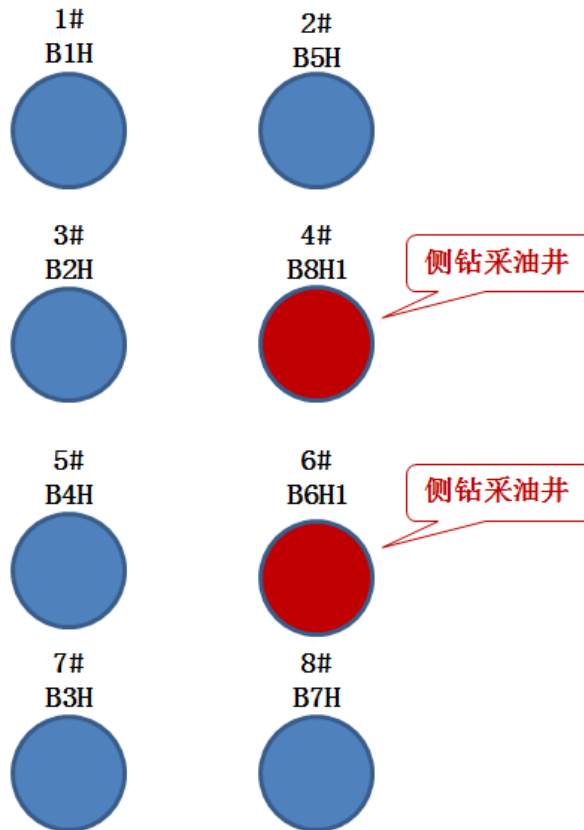


图 2-9 WC8-3WHPB 平台调整井使用井槽示意图

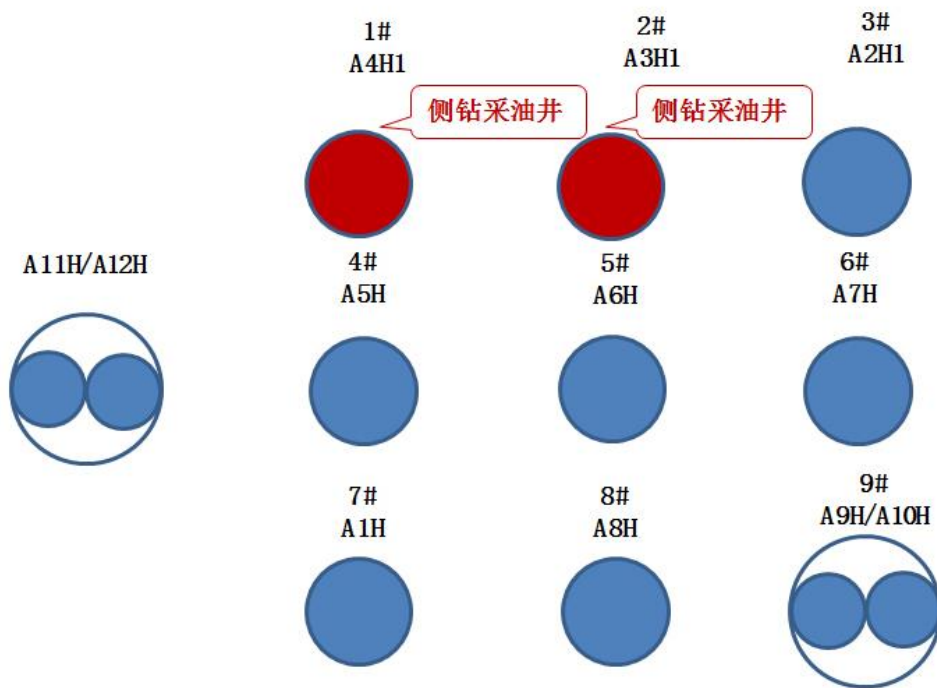


图 2-10 WC15-1WHPA 平台调整井使用井槽示意图

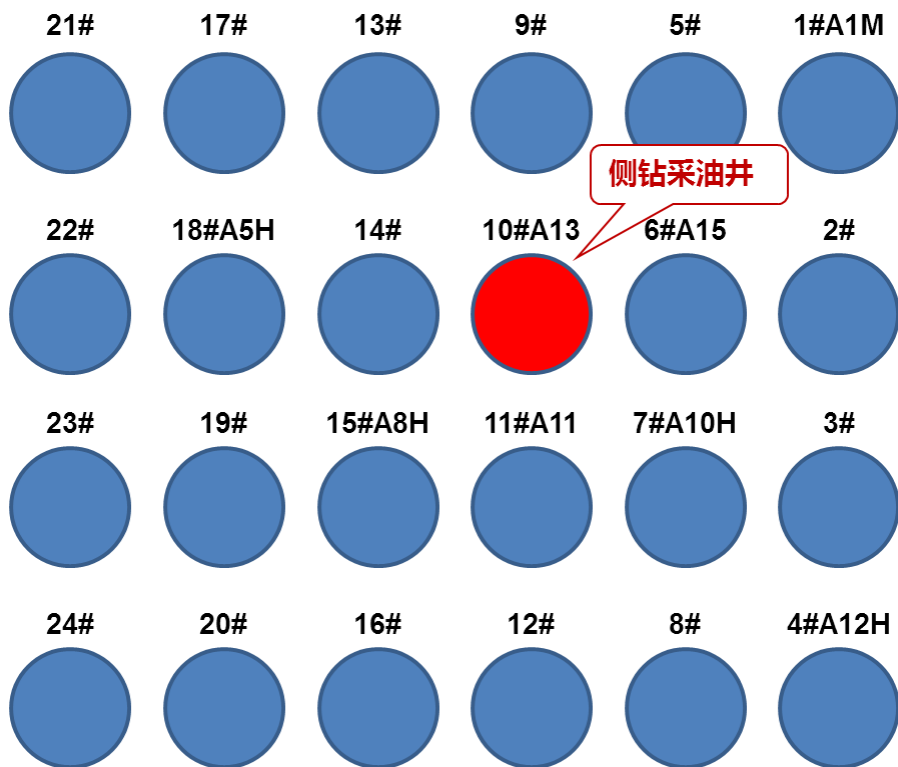


图 2-11 WC13-6WHPA 平台调整井使用井槽示意图

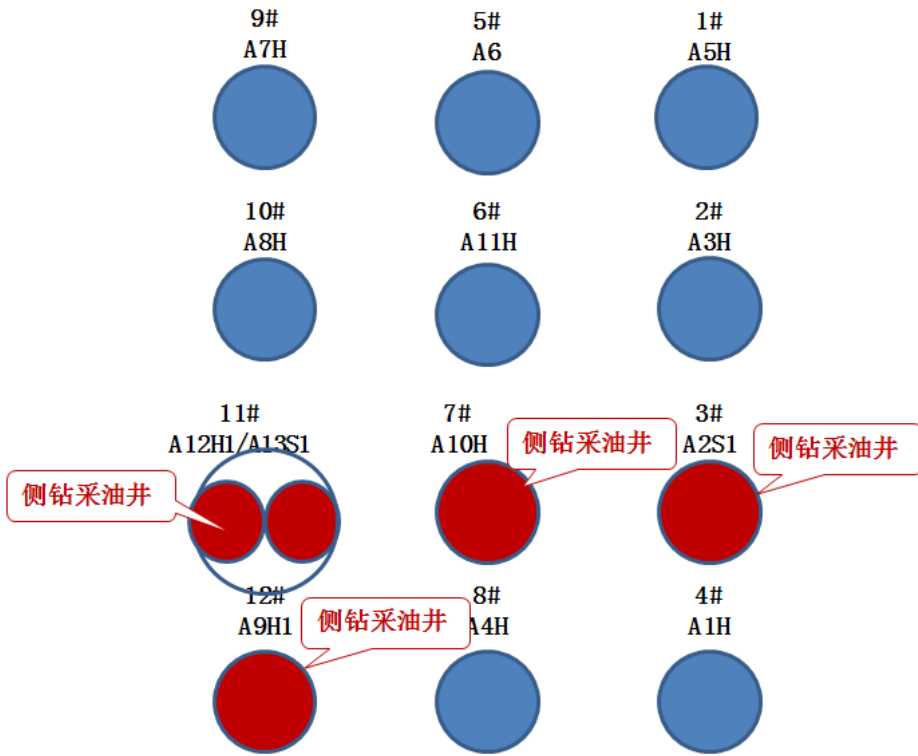


图 2-12 WC19-1WHPA 平台调整井使用井槽示意图

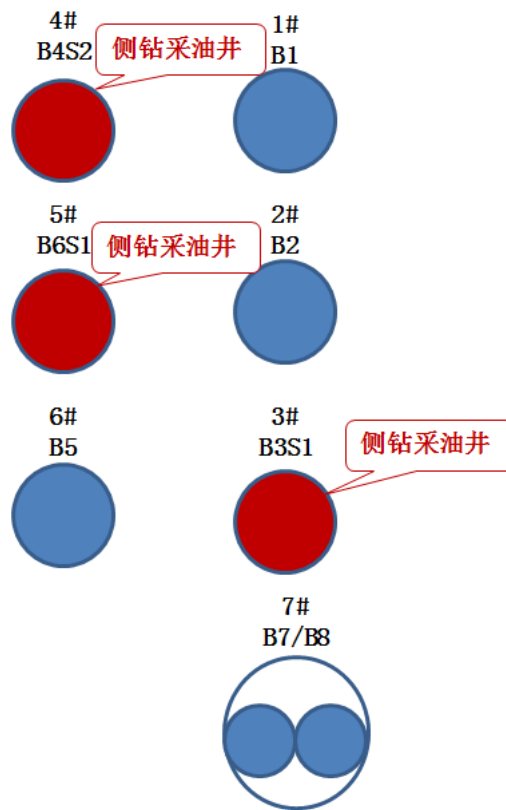


图 2-13 WC19-1WHPB 平台调整井使用井槽示意图

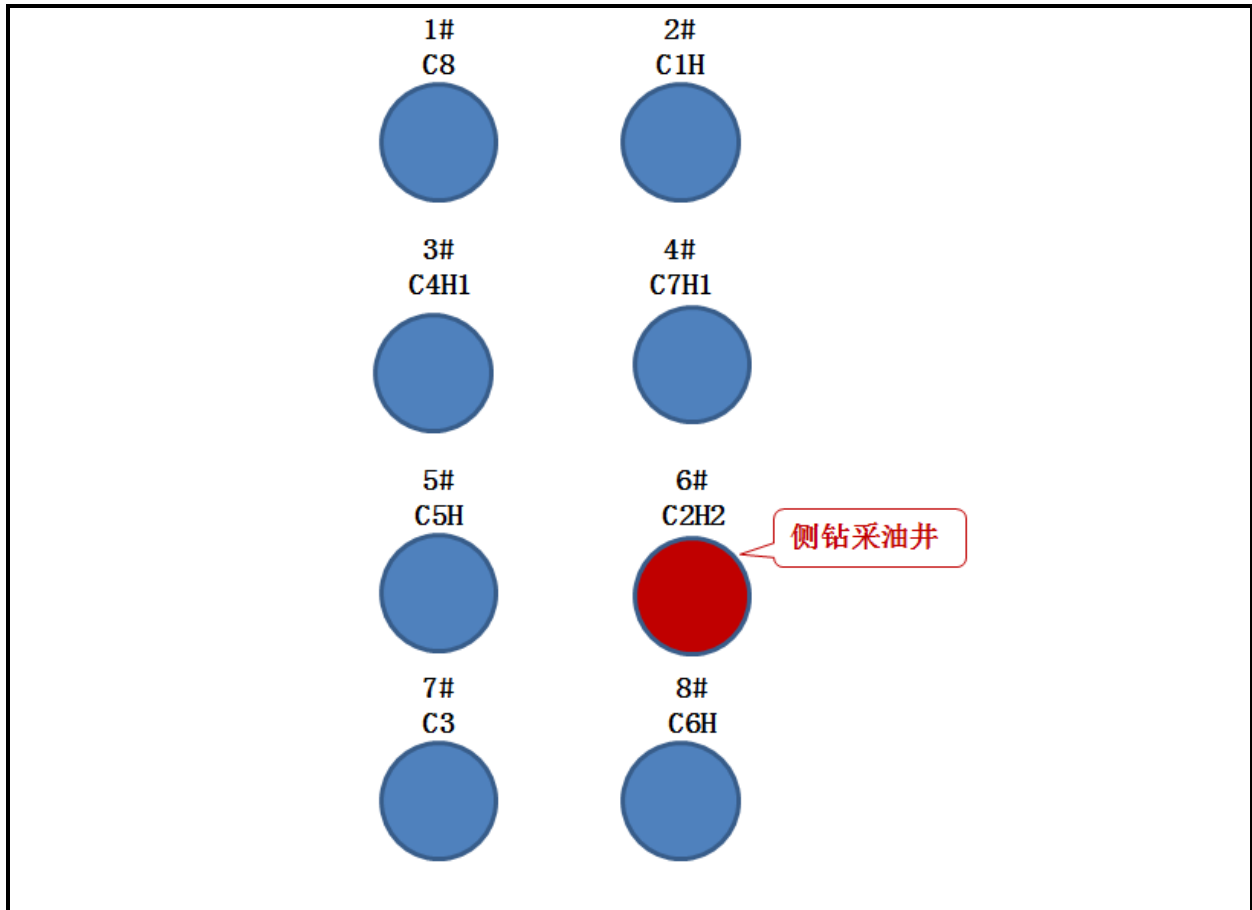


图 2-14 WC19-1WHPA 平台调整井使用井槽示意图

文昌油田群 17 口调整井井身结构设计数据见表 2-24。

表 2-24 文昌油田群 17 口调整井项目井身结构数据

平台	井名	侧钻点	17-1/2" /26"井段	12-1/4"井段	8-1/2"井段	6"井段
		井深 (m)	井深 (m)	井深 (m)	井深 (m)	井深 (m)
WC8-3WHPA	WC8-3-A2H1	455	-	-	2195	2898
	WC8-3-A4S1	429	-	-	3000	3405
	WC8-3-A5H1	940	-	-	3263	3848
WC8-3EWHPB	WC8-3E-B6H1	316	-	-	2585	3281
	WC8-3E-B8H1	311	-	-	2345	3206
WC15-1WHPA	WC15-1-A3H1	593	-	-	1541	1995
	WC15-1-A4H1	478	-	-	1580	2063
WC19-1WHPA	WC19-1-A2S1	425	-	-	3505	3705
	WC19-1-A9H1	280	-	1100	3000	3527
	WC19-1-A10H1	360	-	-	1530	1976
	WC19-1-A12H1	360	-	-	1890	2646
	WC19-1-A13S1	1510	-	-	3333	-

续表 2-24 文昌油田群 17 口调整井项目井身结构数据

平台	井名	侧钻点	17-1/2" /26"井段	12-1/4"井段	8-1/2"井段	6"井段
		井深 (m)	井深 (m)	井深 (m)	井深 (m)	井深 (m)
WC19-1WHPB	WC19-1-B3S1	903	-	-	2049	-
	WC19-1-B4S2	554	-	-	1907	-
	WC19-1-B6S1	1100	-	-	1834	-
WC19-1NWHPC	WC19-1N -C2H2	1600	-	-	2440	3274
WC13-6WHPA	WC13-6-A13S1	580	-	1964	-	-

注：实际钻井的井身结构可能会根据实际情况有所调整。

● 钻井井身结构

WC8-3WHPA 平台 3 口调整井平均井深约为 3383m；WC8-3WHPB 平台 2 口调整井平均井深约为 3248m；WC15-1WHPA 平台 2 口调整井平均井深约为 2029m；WC19-1WHPA 平台 5 口调整井平均井深约为 3037m；WC19-1WHPB 平台 3 口调整井平均井深约为 1930m；WC19-1WHPC 平台 1 口调整井井深约为 3275m；WC13-6WHPA 平台 1 口调整井井深约为 1964m。水平井均采用裸眼+优质筛管完井方式，定向井均采用尾管射孔完井方式，各平台典型调整井井身结构见图 2-15~图 2-22。

本次调整井工程实施前根据不同井段选用不同钻头作业，如（1）8-1/2" 井段使用 8-1/2" PDC 钻头/牙轮钻头；（2）6" 井段使用 6" PDC 钻头/牙轮钻头。

● 调整井工程钻井液

文昌油田群调整井均采用水基钻井液，钻井液成分见表 2-25。钻井液循环处理系统的工艺流程为：从井口返出的钻井液和钻屑通过平台上的振动筛等设备进行分离处理后，钻井液返回泥浆池后循环使用。钻完井结束后，非钻井油层水基钻井液一次性排海。符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的钻井油层水基钻井液达标排海；不达标的全部运回陆地处理。

表2-25 钻井液成分

序号	水基钻井液
1	PF-PAC LV 低粘聚阴离子纤维素
2	PF-PLUS 包被抑制剂
3	PF-XC 生物聚合物
4	KCL 泥页岩抑制剂

5	NaCl 泥页岩抑制剂
6	PF-FLO TROL 降失水剂
7	PF-QWY 暂堵剂
8	PF-LUBE 润滑剂
9	纯碱、烧碱、土粉、重晶石

● 调整井工程作业时间

本次文昌油田群调整井涉及 7 个平台 17 口调整井，计划于 2018 年 10 月开始施工，2021 年 7 月全部投产，参加施工作业的人数（包含平台现有值班人员）约 95 人，WC13-6WHPA 平台钻完井作业采用“模块钻机”方式作业，其余平台钻完井作业采用“修井机+拖轮支持”方式作业。

整个调整井作业周期合计时间约为 518 天，其中 WC8-3WHPA 平台计划分二批次作业，第一批次于 2019 年 9 月开始施工，钻完井阶段累计施工约 29 天，第二批（2021 年 1 月开始作业）钻完井阶段累计施工 58 天，与前一阶段间隔约 1 年 3 个月；WC8-3WHPB 平台于 2020 年 11 月开始施工，钻完井阶段累计施工约 58 天；WC15-1WHPA 平台于 2019 年 6 月开始施工，钻完井阶段累计施工约 87 天；WC13-6WHPA 平台于 2019 年 9 月开始施工，钻完井阶段累计施工约 29 天；WC19-1WHPA 平台计划分两个批次作业，第一批包括 2 口井，其中 A9H1 井于 2018 年 10 月开始施工，钻完井阶段累计施工约 29 天，A2S1 井于 2019 年 1 月开始作业，钻完井阶段累计施工 29 天，第二批包括 3 口井，其中 A12H1 井、A10H1 于 2019 年 10 月开始作业，钻完井阶段累计施工 57 天，A13S1 井于 2020 年 1 月开始作业，钻完井阶段累计施工 29 天，与前一阶段间隔约 8 个月；WC19-1WHPB 平台于 2019 年 7 月开始施工，钻完井阶段累计施工约 87 天；WC19-1WHPA 平台于 2020 年 1 月，钻完井阶段累计施工约 26 天。

钻完井作业期间的施工人员的生活污水依托现有平台及“海洋石油 116”FPSO 上的生活污水处理装置进行处理，油田群现有平台生活污水处理设施规模为 40 人至 95 人，“海洋石油 116”FPSO 生活污水处理设施规模为 100 人，可满足施工期生活污水处理需求。文昌油田群调整井具体作业时间及作业人数等见表 2-26。

表2-26 调整井工程作业时间及作业人数（包含平台现有值守人员）

工作内容	井名	施工时间	作业时间	作业人数	作业船舶
WC8-3WHPA 平台 3 口调整井钻完井作业	A2H1	2019.9	29 天	95 人	拖轮 1 艘
	A5H1、	2021.1	58 天		

	A4S1			
WC8-3WHPB 平台 2 口调整井钻完井作业	B6H1、 B8H1	2020.11	58 天	95 人
WC15-1WHPA 平台 2 口调整井钻完井作业	A3H1、 A4H1	2019.6	87 天	95 人
WC13-6WHPA 平台 1 口调整井钻完井作业	A13S1	2019.9	29 天	95 人
WC19-1WHPA 平台 5 口调整井钻完井作业	A9H1、	2018.10	29 天	95 人
	A10H1、 A12H1	2019.10	57 天	95 人
	A2S1	2019.1	29 天	95 人
	A13S1	2020.1	29 天	95 人
WC19-1WHPB 平台 3 口调整井钻完井作业	B3S1、 B4S2、 B6S1	2019.7	87 天	95 人
WC19-1WHPC 平台 1 口调整井钻完井作业	C2H2	2020.1	26 天	95 人

● 平台改造

本调整井项目供水、供电、生产用热、排水系统等公用工程均利用各平台原有项目装置，生活污水、生产污水处理均依托原有工程，不另行新建或者扩容。调整井项目产出物流依托原平台计量集输设备，油、气、水处理利用原有工程的生产系统，不新增集输设施。调整井项目投产后平台定员不变。

2.5.2 生产方案

本调整井项目投产后文昌油田群各平台及“海洋石油 116”FPSO 生产工艺流程均不变，生活污水处理工艺不变，油田群各平台物流走向均不变，WC19-1WHPA 平台及“海洋石油 116”FPSO 含油生产水处理工艺不变。

本调整井投产前后“海洋石油 116”FPSO 所接收的生产物流逐年预测量见表 2-27（略）。“海洋石油 116”FPSO 接收整个文昌油田群的生产物流，目前包括 WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC15-1WHPA、WC13-6WHPA、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC14-3WHPA 平台物流；其中 WC19-1WHPA 平台设有含油生产水处理设施，将有 3000m³/d 在 WC19-1WHPA 平台上进行处理，因此 WC19-1WHPA 平台输送至“海洋石油 116”FPSO 的物流量为减除这部分水量之后的物流量。此外，2018 年开始 WC19-1WHPB 平台新增生产水处理设施，将有 1570m³/d 在 WC19-1WHPB 平台上进行处理；WC19-1WHPC 平台新增生产水处理设施，将有 3350m³/d 在 WC19-1WHPC 平台上进行处理；WC8-3WHPB 平台新增生产水处理设施，将有 1400m³/d 在

WC8-3WHPB 平台上进行处理，因此 WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 及 WC8-3WHPB 平台输送至“海洋石油 116”FPSO 的物流量为减除在各平台处理达标排放量之后的物流量。

2.5.3 现有设施能力校核

● “海洋石油 116”FPSO 处理能力校核

本次调整井工程生产物流依托“海洋石油 116”FPSO 进行处理。“海洋石油 116”FPSO 的工艺处理流程分为轻质、中质原油两个处理系列，其中轻质油处理系统处理来自 WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA 以及 WC13-6WHPA 平台的物流，中质油处理系统处理来自 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 平台的物流，两个系统处理合格后的原油混合在一起，经原油冷却器降温后进舱储存。

2016 年 9 月开始，WC19-1WHPA 平台新增含油生产水处理设施，水处理设施的最大处理能力为 3000m³/d，剩余生产水输往 FPSO 处理；2018 年开始，WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 及 WC8-3WHPB 平台分别新增生产水处理设施，处理能力为 1570m³/d、3350m³/d、1400m³/d，因此需减去上述各平台生产水处理排海量后再对 FPSO 生产水处理能力进行校核。“海洋石油 116”FPSO 现有生产水处理系统处理能力为 12000 m³/d，2018 年开始“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统处理能力扩容至 18000m³/d，由表 2-27 可知，本调整井项目投产后，“海洋石油 116”FPSO 2018 年以后接收的最大水量为 17921m³/d（2025 年），小于处理能力，“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统的处理规模能够满足要求。

本次调整井工程投产以后，进入中质油处理系统的最大油量为 2603.37m³/d，最大气量为 99478.45m³/d，最大液量为 10260.89m³/d，小于 FPSO 中质油处理能力，满足处理要求；进入轻质油处理系统的最大油量为 2071.19m³/d，最大气量为 75164.4m³/d，最大液量为 10103.71m³/d，小于 FPSO 轻质油处理能力，满足处理要求。调整井投产后 FPSO 中质油、轻质油处理系统接收油产量、液产量、气产量的生产指标预测见表 2-28，调整井投产后 FPSO 中质油、轻质油处理系统校核结果见表 2-29。

表2-29 调整井投产后“海洋石油116”FPSO中质油、轻质油处理系统校核

系统	中质油处理系统		轻质油处理系统	
	设计能力	接收量	设计能力	接收量
油 m ³ /d	3600	2603.37	5880	2071.19
气 Sm ³ /d	116160	99478.45	210840	75164.4

液 m ³ /d	7920	10260.89	8160	10103.71
校核结果	满足		满足	

注：中质油处理系统、轻质油处理系统需处理液量大于设计处理量。原油比重 0.867，操作温度 68℃。根据分离器液相停留时间校核（18min），液相处理能力满足要求。

● 施工期生活污水处理能力校核

本次文昌油田群调整井项目施工总工期为 518 天，施工人员为 95 人（包含平台现有值守人员），依托现有平台及“海洋石油 116”FPSO 作为生活支持，平台生活污水处理设施可满足 40 至 95 人处理规模，“海洋石油 116”FPSO 生活污水处理设施可满足 100 人处理规模。因此调整井所在平台（40 人至 95 人规模）及“海洋石油 116”FPSO（100 人规模）的生活污水处理能力能够满足调整井施工期生活污水的处理需求。

2.5.4 建设阶段污染物核算

● 施工期污染源及排污节点

本工程施工期排污主要在工程钻完井施工阶段，主要排污节点如下：

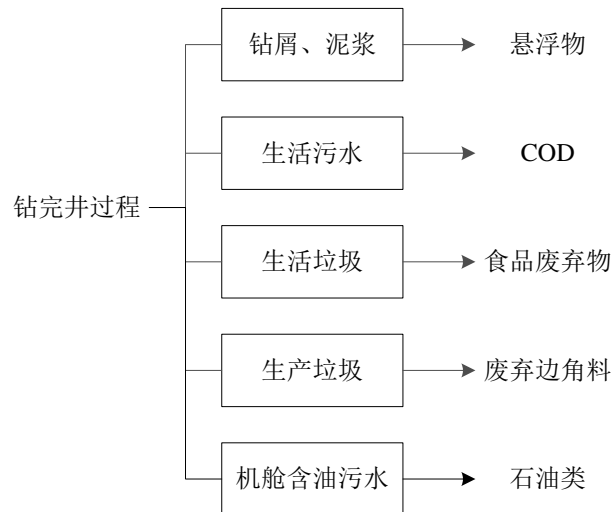


图 2-14 本工程施工期排污节点图

文昌油田群调整井项目钻完井阶段产生的污染物主要为钻井液、钻屑，此外还有参加施工作业的人员和船舶等设施产生的少量船舶机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。

● 施工期污染源强计算

钻屑产生量按照井身结构计算，分段计算各段钻屑量然后加和，据此估算本调整井工程的钻屑产生量见表 2-30。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，最高排放速率出现在钻完井作业完成后的一次性排放。根据建设单位多年统计资料分析所得的排污系数，

可估算出本次调整井项目钻井液核算结果见表 2-31。生活污水按 350L/人·天；生活垃圾按 1.5kg/人·天；拖轮等小型船舶机舱含油污水产生量按 5m³/船·月，生产垃圾按 0.4t/船·月计算。根据上述公式计算出文昌油田群调整井项目钻完井阶段污染物产生量以及其处理/排放方式，见表 2-32。

由表 2-30~表 2-32 可知，文昌油田群 17 口调整井钻井液总产生量为 8375m³，钻井油层水基钻井液为 3987m³，一次性最大排放量为 288m³，排放历时 8.5h，排放速率 34m³/h；钻屑总产生量为 2105m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 686m³，非钻井油层水基钻井液钻屑量为 1419m³。钻屑主要在钻进或循环过程排放，文昌油田群调整井涉及 7 个平台，各平台多个批次钻屑平均排放速率最大为 8.45m³/d，此外，WC13-6-A13S1 和 WC19-1-A9H1 井 12-1/4"井段平均日进尺 500m，最大排放速率 61m³/d (2.54m³/h，24 小时排放)，其余井 8-1/2"井段平均日进尺 430m，最大排放速率 26m³/d (1.08m³/h，24 小时排放)，各批次排放周期及排放速率见表 2-30。整个施工期间生活污水总产生量为 17223.5m³；船舶机舱含油污水总产生量为 86.3m³；生活垃圾总产生量为 73.8t；生产垃圾总产生量为 6.9t。

钻完井阶段污染物的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中三级海域的排放要求，以及《船舶污染物排放标准》(GB3552-1983)相关要求。本次调整井工程产生的非钻井油层水基钻井液一次性排海，符合标准的钻井油层水基钻井液经检验合格后，经所在海区主管部门批准后，达标排海；不达标的全部运回陆地处理。非钻井油层水基钻井液钻屑间歇排海，符合标准的钻井油层水基钻井液钻屑经检验合格后，经所在海区主管部门批准后，达标排海；不达标的全部运回陆地处理。船舶机舱含油污水处理达标后间断排放。生活污水处理达标后排海。生活垃圾中食品废弃物粉碎到粒径小于 25mm 后，间断排放。其他生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理。

表2-30 调整井工程的钻屑产生量

井名	井眼直径(in)	井深(m)	钻屑总量产生量(m ³)	非油层水基钻井液钻屑产生量(m ³)	油层水基钻井液钻屑产生量(m ³)	平均排放速率	最大排放速率	侧钻年份	钻屑排放周期(d)
WC8-3-A2H1	侧钻点	455	0	102	21	5.47 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ /h)	2019	22.5
	8.5	2195	102						

	6	2898	21				h, 24 小时 排放)		
WC8-3 -A4S1	侧钻点	429	0	151	12	7.02 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2021	45
	8.5	3000	151						
	6	3405	12						
WC8-3 -A5H1	侧钻点	940	0	136	17				
	8.5	3263	136						
	6	3848	17						
WC8-3 E-B6H 1	侧钻点	316	0	133	20	6.21 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2021	47.8
	8.5	2585	133						
	6	3281	20						
WC8-3 E-B8H 1	侧钻点	311	0	119	25				
	8.5	2345	119						
	6	3206	25						
WC15- 1-A3H 1	侧钻点	593	0	56	13	2.84 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2019	52
	8.5	1541	56						
	6	1995	13						
WC15- 1-A4H 1	侧钻点	478	0	65	14				
	8.5	1580	65						
	6	2063	14						
WC13- 6-A13 S1	侧钻点	580	0	0	168	8.24 m ³ /d	61m ³ /d (2.54m ³ / h, 24 小时 排放)	2019	20.4
	12.25	1964	168						
WC19- 1-A9H 1	侧钻点	280	0	0	211	5.94 m ³ /d	61m ³ /d (2.54m ³ /h, 24h 排放, 仅 12-1/4” 井段)	2018	35.5
	12.25	1100	99						
	8.5	3000	112						
	6	3527	15						
WC19- 1-A10 H1	侧钻点	360	0	90	13	7.12 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2019	30.2
	8.5	1530	90						
	6	1976	13						
WC19- 1-A12 H1	侧钻点	360	0	90	22				
	8.5	1890	90						
	6	2646	22						
WC19- 1-A2S 1	侧钻点	425	0	180	6	8.45 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2019	22
	8.5	3505	180						
	6	3705	6						
WC19- 1-A13	侧钻点	1510	0	0	107	4.86 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2020	22
	8.5	3333	107						

S1							h, 24 小时 排放)		
WC19-1-B3S1	侧钻点	903	0	0	67	3.48 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2019	54.3
	8.5	2049	67						
WC19-1-B4S2	侧钻点	554	0	0	79				
	8.5	1907	79						
WC19-1-B6S1	侧钻点	1100	0	0	43				
	8.5	1834	43						
WC19-1-C2H2	侧钻点	1600	0	49	24	3.76 m ³ /d	26m ³ /d (1.08m ³ / h, 24 小时 排放)	2020	19.4
	8.5	2440	49						
	6	3274	24						
合计			2048	1381	667	/	/	/	/

2-31 调整井工程的钻井液产生量 (单位: m³)

井名	非钻井油层段 水基钻井液量 (m ³)	钻井油层段水 基钻井液量 (m ³)	钻井液总量 (m ³)	钻井液一次性 最大排放量 (m ³)	侧钻年份
WC8-3-A2H1	251	209	460	216	2019
WC8-3-A4S1	286	217	502	246	2021
WC8-3-A5H1	295	236	530	256	
WC8-3E-B6H1	268	213	482	230	2021
WC8-3E-B8H1	258	212	470	221	
WC15-1-A3H1	223	195	418	192	2019
WC15-1-A4H1	225	194	419	194	
WC13-6-A13S1	0	326	326	0	2019
WC19-1-A9H1	324	309	634	288	2018
WC19-1-A10H1	225	182	407	191	2019
WC19-1-A12H1	239	203	441	205	
WC19-1-A2S1	307	222	529	264	2019
WC19-1-A13S1	295	236	531	259	2020
WC19-1-B3S1	243	200	444	211	2019
WC19-1-B4S2	239	191	429	206	
WC19-1-B6S1	233	200	434	204	
WC19-1-C2H2	257	239	496	227	2020
合计	4168	3784	7952	/	

表 2-32 调整井项目建设阶段污染物产生量及处理方式

污染物	产生量	最大排放速率	主要污染因子	处理/排放方式
钻井液	总量：7952m ³ (钻井油层水基钻井液： 3784m ³)	34m ³ /h	悬浮沙 石油类	非钻井油层水基钻井液一次性排海，符合标准的钻井油层水基钻井液经检验合格后，经所在海区主管部门批准后，达标排海；不达标的全部运回陆地处理。
钻屑 (堆体积)	2048m ³ (钻井油层水基钻井液钻屑： 667m ³)	61m ³ /d (2.54m ³ /h, 24 小时 排放)	悬浮沙 石油类	非钻井油层水基钻井液钻屑间歇排海，符合标准的钻井油层水基钻井液钻屑经检验合格后，经所在海区主管部门批准后，达标排海；不达标的全部运回陆地处理。
生活污水	17223.5m ³	33.3m ³ /d	COD 等	处理达标后排放 (COD 含量≤500mg/L)，钻完井作业期间的生活污水依托现有平台和 FPSO 上的生活污水处理装置进行处理(处理规模合计 140~195 人)。
生活垃圾	73.8t	—	食品废弃物、 食品包装等	食品废弃物粉碎至粒径<25mm 后，间断排放；食品包装等运回陆地处理。
船舶机舱含油污水	86.3m ³	—	石油类	处理达标后间断排放 (石油类含量≤15mg/L)
生产垃圾	6.9t	—	废旧器件等	运回陆地处理

2.3.6 调整井工程生产阶段污染物排放及处理措施

文昌油田群调整井项目投产后，各相关平台上的作业人员人数不变，在生产运营期间，作业船舶和作业人员产生的生活污水、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水等污染物产生量及排放量均不变，仅含油生产水量有一定变化。调整井投产前后文昌油田群污染物排放变化情况统计见表 2-33。

表 2-33 文昌油田群调整井投产前后污染物排放变化一览表

污染物	污染物产生量		主要污染因子	调整井投产前后变化量	处理/排放方式
	调整井投产前	调整井投产后			
含油生产水	963.6×10 ⁴ m ³ /a	961.6×10 ⁴ m ³ /a (2025年达到最大)	石油类	-20000m ³ /a	处理达标后排海 (≤45mg/L)
生活污水	19640m ³ /a	19640m ³ /a	COD 等	0	处理达标后排海 (≤500mg/L)
船舶机舱含油污水	240m ³ /a	240m ³ /a	石油类	0	处理达标后排海 (≤15mg/L)

生活垃圾	80t/a	80t/a	食品废弃物 食品包装等	0	食品废弃物经粉碎至颗粒直径<25mm后排海，其它运回陆地处理
生产垃圾	346t/a	346t/a	固体废物	0	运回陆地处理
甲板冲洗水和初期雨水	600m ³ /a	600m ³ /a	石油类	0	经开、闭排收集后，进入生产处理系统

综上所述，文昌油田群调整井项目投产后，气田产生的物流均依托原有相关设备进行处理，不需增建任何其它生产处理设备。本项目不涉及文昌油田群生产水设施及其它生产设施的新建及改造工程。

3 污染与非污染要素分析

3.1 钻完井工程污染与非污染要素分析

文昌油田群调整井项目在钻完井作业期间排放的钻井液、钻屑等，主要污染因子为悬浮沙，对开发工程设施周围海水水质、海洋生态、底质以及底栖生物产生影响。

文昌油田群调整井项目钻完井期间生活污水的排放对海水水质产生影响。

文昌油田群调整井项目钻完井期间可能发生溢油事故对工程附近自然保护区等环境敏感目标有潜在影响。

3.2 生产期污染与非污染要素分析

文昌油田群调整井投产后，WC19-1WHPA 平台含油生产水最大排放量控制在 3000m³/d，未超过已批复的总量控制指标；WC19-1WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1570m³/d，WC19-1WHPC 平台含油生产水最大排放量控制在 3350m³/d，WC8-3WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1400m³/d，均不超过已批复的总量控制指标；“海洋石油 116”FPSO 含油生产水最大排放量为 17888.2m³/d（2024 年），未超过已批复的总量控制指标（“海洋石油 116”FPSO 含油生产水总量为 17977m³/d），含油生产水对海洋环境造成长期局部轻微影响。

文昌油田群调整井投产后，文昌油田群各平台的生活污水、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水产生量不增加，环境影响不变。

3.3 环境影响因子的筛选与判别

文昌油田群调整井项目海洋环境影响因子见表 3-1。通过对污染与非污染要素的分析，本次调整井工程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，以及钻完井作业期间潜在的溢油事故。

表 3-1 调整井工程环境影响因子分析表

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	一次性排海	海洋环境	局部短暂 轻微影响
	非钻井油层水基钻井液钻屑	悬浮物	间歇式点源排放	海洋环境	
	钻井油层水基钻井液	石油类、悬浮物	符合标准的钻井油层水基钻井液及钻屑经所在海区主管部门批准后，	海洋环境	
	钻井油层水基钻井液钻屑	石油类、悬浮物	达标排海；不达标的全部运回陆地处理	海洋环境	

注：如果发生溢油事故可能会对海洋环境造成显著影响。

4 环境现状分析

4.1 自然环境状况

4.1.1 气象特征

文昌油田群所在的中国南海珠江口西部海域夏季高温、高湿时间长，年平均气温 26.8℃，7 月份平均气温最高，为 29.2℃，1 月份平均气温最低为 23.4℃。终年云量较多，雨水充沛，雨日多，雨量大。年降水量约 1500mm。年暴雨日数平均为 7.5 天，最高可达 17 天，最大相对湿度约为 100%，最小相对湿度约为 60%。但该海区能见度好，出现雾的情况不多。

该海域的强天气过程主要是热带气旋和寒潮。热带气旋是该海区最主要的灾害天气，多出现在夏季和夏季到冬季的转换季节。寒潮入侵在冬季及季节转换期均可发生，特别在 10~11 月，由于海陆温差大，有可能出现比隆冬季节更强的风速。强冷空气入侵时，风向经常由东北向北偏转。寒潮一般持续时间较长。

文昌油田群所在海域呈现出冬季风强而夏季风较弱的特点，冬季盛行东北风，夏季盛行南偏西风。冷空气一般从 9 月下旬开始影响文昌海域，到次年 5 月结束。冬季风以 NE 向为主。从 10-12 月，NE 方向频率最高，但 NNE 方向平均风速最大。强寒潮过程每年平均有 3.6 次，平均日数约 16 天。海区主风向为 ENE，全年风玫瑰图见图 4-1。

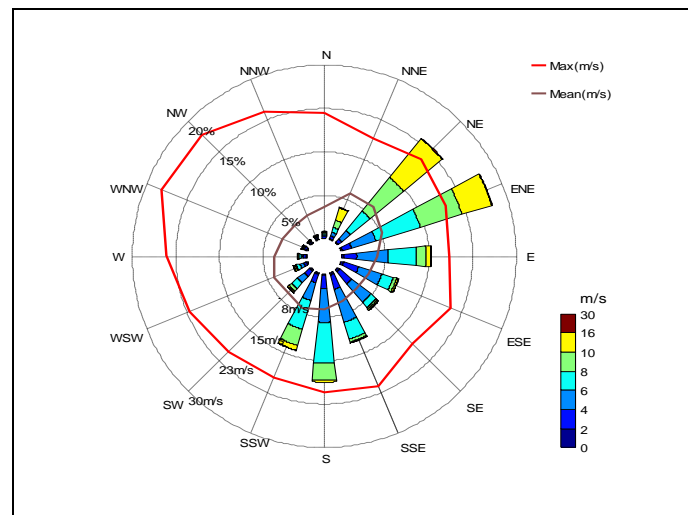


图 4-1 文昌油田群海区全年风玫瑰图

4.1.2 水文概况

● 潮流

潮流资料参考文昌油田群已有资料，《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》（2016 年，中海油研究总院）相关内容，其中潮流、潮位为 WC19-1WHPC 平台、WC8-3WHPB 平台附近测站的数据。

(1) 潮位

2011 年 5 月 1 日~5 月 16 日，在 WC19-1WHPC 平台和 WC8-3WHPB 平台附近进行了潮位观测，观测时间为 15 天。对观测数据进行调和与分析，根据分析结果，由《实用潮汐学》潮汐类型公式： $E1 = (H_{k1} + H_{o1}) / H_{M2}$ （式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅），得到 WC19-1WHPC 平台测站： $E1 = (H_{k1} + H_{o1}) / H_{M2} = 2.41$ ，WC8-3WHPB 平台测站： $E1 = (H_{k1} + H_{o1}) / H_{M2} = 2.43$ 。说明该海区的潮汐类型属于不正规全日潮。

(2) 海流

2011 年 5 月 1 日~5 月 16 日，在 WC19-1WHPC 平台附近进行了海流观测，观测时间为 15 天。根据 WC19-1WHPC 平台测站实测海流资料统计，观测期间涨潮（西向）时段表层最大流速为 19.7cm/s、平均流速为 9.1cm/s，表层平均涨潮历时约为 9 小时，落潮（东向）时段表层最大流速为 22.6cm/s、平均流速为 10.9cm/s，表层平均落潮历时约为 14 小时；涨潮（西向）时段中层最大流速为 18.3cm/s、平均流速为 8.3cm/s，中层平均涨潮历时约为 13 小时，落潮（东向）时段中层最大流速为 17.3cm/s、平均流速为 8.4cm/s，中层平均落潮历时约为 10 小时；涨潮（西向）时段底层最大流速为 14.9cm/s、平均流速为 6.6cm/s，底层平均涨潮历时约为 10 小时；落潮（东向）时段底层最大流速为 15.1cm/s、平均流速为 7.9cm/s，底层平均落潮历时约为 13 小时。

潮流具有下列特征（以下讨论仅限于 O₁、K₁、M₂、S₂ 四个主要分潮流）：表、中、底层潮流类型均为不正规半日潮流，各分潮流的量值大小按下列次序排列：M₂、K₂、O₁、S₂。

此外，观测期间崖城 13-1 测站表层余流为 4.7cm/s，中层余流为 2.5cm/s，底层余流为 2.5cm/s，表层余流流向大致北偏西；底层余流流向偏西。

● 波浪

根据该海区波浪模拟结果，该海区主浪向为 NE，油田群海域年统计有效波高-波向联合分布见表 4-1，从表中可以看出，该海域最大有效波高可达 7.3m，方向为 NE。

表 4-1 文昌油田群海区年统计有效波高-波向联合分布

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	
频率 (%)	5.73	6.82	19.35	12.66	6.04	3.2	4.48	5.23	
最大有效波高(m)	6.2	5.8	7.3	6	5.8	5.1	6.6	6	
平均有效波高(m)	1.5	2.5	2.2	1.9	1.3	0.9	0.9	1.2	
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	合计
频率 (%)	9.79	11.46	6.39	2.14	1.75	1.1	1.49	1.13	100
最大有效波高(m)	6.2	7.2	6.9	7.2	5.7	6.6	6.8	6.2	7.3
平均有效波高(m)	1.6	1.9	1.8	1.8	1.8	1.9	1.3	1.7	1.6

4.1.3 地形地貌

文昌油田群海域位于南海北部，海底地形相对比较平缓，唯有琼州海峡在两端海水深度 20m~30m 的情况下出现东西向水深 50m~113m 的深水槽。其次，在油田海区的东南部有一北东向延伸、海水深度由 300m 突增至 2000 余米的地形陡变带，反映西沙海槽与大陆架之间海底地貌形态的变化。

该海区海底土质主要由粘性土组成，粘性土的厚度较大。表层土(0~1.8m)为松散的粉砂质砂，1.0m 以上土质含有粘粒，并且含有分散的贝壳碎片和云母碎片。1.8m~3.6m 之间为中塑性软的粉质粘土，其中含有许多粉砂包和砂包。

4.2 环境质量现状与评价

文昌油田群周边海域的环境质量现状调查与评价资料主要根据国家海洋局南海环境监测中心于 2017 年 4 月 22 日~5 月 23 日（春季）的调查结果。

环境质量现状调查监测项目主要包括海水水质、表层沉积物、海洋生物生态和生物质量等，其调查站位见表 4-1 和图 4-4。其中水质调查站位 38 个，沉积物和生物生态调查站位各 28 个。

海水水质、表层沉积物、海洋生物生态和生物质量的调查方法为现场监测法。调查中水质、沉积物和生物样品的采集、保存、运输和分析均按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）、《海洋调查规范》（GB12763-2007）执行，具体采样要求如下：本次调查水深≤100m 的站位水质样品分 4 个层次进行采集：表层（低于表层 0.5m）、10m、

50m、底层（高于泥线 2m）；水深>100m 的站位水质（含叶绿素 a）样品分 5 个层次进行采集：表层（低于表层 0.5m）、10m、50m、100m、底层（高于泥线 2m），其中石油类仅采表层水样进行测定；沉积物样品只采集海底表层沉积物；浮游植物样品用小型浮游生物网（网口面积 0.1m²，网口直径 37cm，网长为 280cm）由海底至海面垂直拖网一次；浮游动物样品用大型浮游生物网（网口面积 0.5m²，网口直径 80cm，网长为 280cm）由海底至海面垂直拖网一次。

表 4-1 调查站位表

站位	调查项目
P1	水质、沉积物、生物生态
P2	水质
P3	水质、沉积物、生物生态
P4	水质
P5	水质、沉积物、生物生态
P6	水质
P7	水质、沉积物、生物生态
*P8	水质、沉积物、生物生态
P9	水质、沉积物、生物生态
P10	水质
P11	水质、沉积物、生物生态
P12	水质、沉积物、生物生态
P13	水质、沉积物、生物生态
P14	水质
P15	水质、沉积物、生物生态
*P16	水质
P17	水质、沉积物、生物生态
P18	水质、沉积物、生物生态
P19	水质、沉积物、生物生态
P20	水质
P21	水质、沉积物、生物生态
P22	水质、沉积物、生物生态
P23	水质
*P24	水质、沉积物、生物生态
P25	水质、沉积物、生物生态
P26	水质、沉积物、生物生态
P27	水质
P28	水质、沉积物、生物生态
P29	水质
P30	水质、沉积物、生物生态

P31	水质、沉积物、生物生态
*P32	水质、沉积物、生物生态
P33	水质、沉积物、生物生态
P34	水质、沉积物、生物生态
P35	水质、沉积物、生物生态
P36	水质、沉积物、生物生态
P37	水质、沉积物、生物生态
P38	水质、沉积物、生物生态

注：“*”表示该站水质样品采平行双样

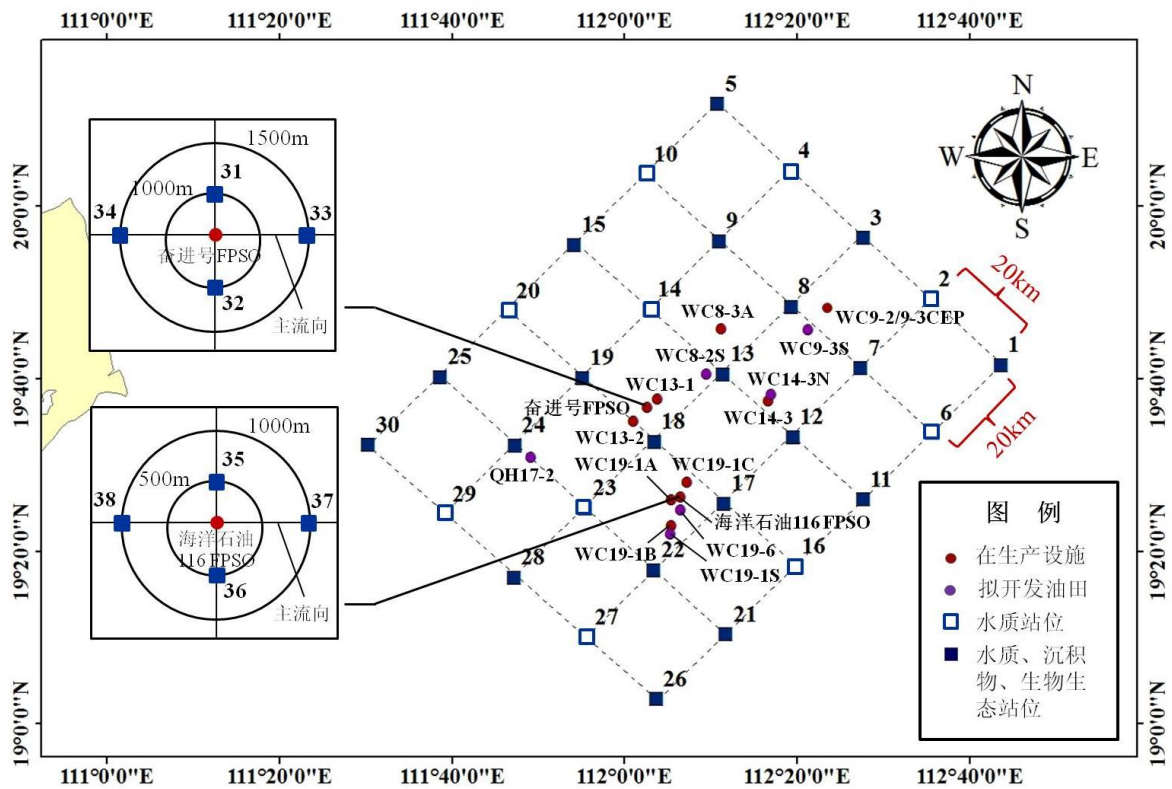


图 4-4 现状调查站位分布

4.2.1 海水水质现状

海水水质要素调查主要包括盐度、pH、溶解氧、化学需氧量（COD）、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类（表层）、挥发酚、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷共 17 项。

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（COD）、活性磷酸盐、无机氮、石油类（表层）、挥发酚、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷等 15 项。各评价因子中，pH、COD、石油类、无机氮、总汞、砷、锌、镉、铅、总铬、硫化物和挥发性酚等评价因子所有样品的单项标准指数均小于 1，符合第一类

海水水质标准。溶解氧、活性磷酸盐和铜的单项标准指数大于 1，存在一定的超标现象。

调查结果显示：调查海区溶解氧的单项标准指数变化范围为 0.39~2.59；表层、50m 层、100m 层和底层溶解氧的均有样品均超第一类海水标准；表层溶解氧标准指数范围在 0.52~1.18 之间；50m 层溶解氧标准指数范围在 0.39~2.07 之间；100m 层溶解氧标准指数范围在 0.57~2.59 之间，底层溶解氧标准指数范围在 0.55~2.58 之间，超标率 100%，最大超标倍数为 1.59。所有超标样品均符合第三类海水水质标准。调查海区活性磷酸盐含量较低，绝大部分样品含量符合第一类海水水质标准，单项标准指数变化范围为 0.3~1.13；表层、10m 层、50m 和 100m 层活性磷酸盐的所有样品均符合第一类海水标准；只有底层 3 个站位超第一类海水水质标准，但均满足第二（三）类海水水质标准，底层超标率为 7.9%。调查海区铜含量较低，绝大部分样品含量符合第一类海水水质标准，表层、10m 层、50m 和底层铜的所有样品均符合第一类海水标准，只有 1 个站位的 100m 层样品的铜超第一类海水水质标准，但满足第二类海水水质标准，超标倍数为 0.2，100m 层超标率为 3.3%。

海水水质评价因子的评价标准见表 4-2，各站评价因子的调查结果见表 4-3，水质各项评价因子的单项标准指数分别列于表 4-4。调查海区存在一定程度的缺氧现象，深层海水贫氧现象的出现符合溶解氧在垂直方向上的一般变化规律，活性磷酸盐的超标与调查海区水深较深有关，属于水深较深海区普遍存在的现象。

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
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
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
总汞	≤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 海水水质各站评价因子的调查结果

项目	表层	10m 层	50m 层	100m 层	底层
pH	8.22~8.29	8.21~8.28	8.21~8.31	8.18~8.3	8.17~8.31
溶解氧 (mg/L)	5.88~6.24	6.06~6.28	5.29~6.51	4.94~6.54	4.95~6.47
化学需氧量 (mg/L)	0.34~0.76	0.31~0.66	0.27~0.58	0.22~0.43	0.23~0.47
石油类 (mg/L)	0.025~0.04	-	-	-	-
无机氮 (μg/L)	12.9~62.2	13.2~40.8	14.1~53.4	15.4~95.7	15.6~98
活性磷酸盐 (μg/L)	4.5~9.8	5~8.6	4.3~8.6	5.2~10	5.3~16.3
总汞 (μg/L)	0.016~0.025	0.016~0.025	0.016~0.025	0.016~0.025	0.016~0.025
砷 (μg/L)	1.5~2	1.4~1.9	1.5~1.9	1.5~1.9	1.6~1.9
锌 (μg/L)	2~11.2	1.7~15.2	1.8~10.7	1.2~7.1	1.9~7.5
镉 (μg/L)	0.04~0.17	0.04~0.18	0.04~0.26	0.02~0.22	0.02~0.22
铅 (μg/L)	0.2~0.8	0.2~0.9	0.3~0.9	0.2~0.9	0.2~0.8
铜 (μg/L)	0.3~3.3	0.3~2.5	0.3~3.1	0.3~6	0.3~1.5
总铬 (μg/L)	0.3~0.84	0.32~0.99	0.35~0.98	0.38~0.87	0.34~0.95
硫化物 (μg/L)	0.1~0.3	0.1~0.3	0.2~0.3	0.2~0.3	0.2~0.3
挥发酚 (μg/L)	0.4~1.4	0.4~1.4	0.8~1.4	0.8~1.1	0.8~1.2

表 4-4 海水水质各站评价因子的标准指数

评价因子	表层	10m 层	50m 层	100m 层	底层
pH	0.20~0.40	0.17~0.37	0.17~0.46	0.09~0.43	0.06~0.46
溶解氧	0.52~1.18	0.45~0.89	0.39~2.07	0.57~2.59	0.55~2.58
化学需氧量	0.17~0.38	0.16~0.33	0.14~0.29	0.11~0.22	0.12~0.24
石油类	0.49~0.80	-	-	-	-
无机氮	0.06~0.31	0.07~0.20	0.07~0.27	0.08~0.48	0.08~0.49
活性磷酸盐	0.30~0.65	0.33~0.57	0.29~0.57	0.35~0.67	0.35~1.13
总汞	0.32~0.50	0.32~0.50	0.32~0.50	0.32~0.50	0.32~0.50
砷	0.08~0.10	0.07~0.10	0.08~0.10	0.08~0.10	0.08~0.10
锌	0.56~0.10	0.09~0.76	0.09~0.54	0.06~0.36	0.07~0.38
镉	0.04~0.17	0.04~0.18	0.04~0.26	0.02~0.22	0.02~0.22
铅	0.20~0.80	0.20~0.90	0.30~0.90	0.20~0.90	0.20~0.90
铜	0.06~0.66	0.06~0.50	0.06~0.62	0.06~1.20	0.06~0.70
总铬	0.01~0.02	0.01~0.02	0.01~0.02	0.01~0.02	0.01~0.02
硫化物	0.01~0.02	0.01~0.02	0.01~0.02	0.01~0.02	0.01~0.02
挥发酚	0.15~0.28	0.08~0.28	0.16~0.28	0.16~0.22	0.16~0.24

4.2.2 沉积物现状

沉积物要素调查主要包括有机碳、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、砷、总铬和石油类共 10 项，各评价因子的评价标准值采用《海洋沉积物质量》(GB18668-2002) 中的第一类海洋沉积物质量标准进行评价，评价因子为上述 10 项。沉积物现状分析数据见表 4-5。

表4-5 沉积物现状分析

评价因子	第一类沉积物质量标准	污染物含量范围 ($\times 10^{-6}$)	单项标准指数
有机碳	$\leq 2.0 \times 10^{-2}$	$0.54 \times 10^4 \sim 0.82 \times 10^4$	0.27~0.41
硫化物	$\leq 300.0 \times 10^{-6}$	51.0~99.0	0.17~0.33
总汞	$\leq 0.20 \times 10^{-6}$	0.01~0.098	0.05~0.49
砷	$\leq 20.0 \times 10^{-6}$	1.27~7.08	0.06~0.35
铜	$\leq 35.0 \times 10^{-6}$	2.4~7.5	0.07~0.21
铅	$\leq 60.0 \times 10^{-6}$	0.50~21.6	0.01~0.36
镉	$\leq 0.50 \times 10^{-6}$	0.03~0.08	0.06~0.16
锌	$\leq 150.0 \times 10^{-6}$	38.1~65.8	0.25~0.44
总铬	$\leq 80.0 \times 10^{-6}$	17.4~38.9	0.22~0.49
石油类	$\leq 500.0 \times 10^{-6}$	5.39~8.15	0.01~0.02

调查结果表明，调查海区沉积物中有机碳、硫化物、总汞、铜、铅、镉、砷、锌、总铬和石油类的含量均符合第一类海洋沉积物质量标准限值要求，无超标样品。调查海区沉积物环境较好。

4.2.3 生物生态现状

生物生态现状调查主要调查项目为叶绿素 a 及初级生产力、浮游植物、浮游动物、鱼卵和仔稚鱼、底栖生物和生物质量等。

(1) 叶绿素 a 及初级生产力

春季调查海区各站不同水层的叶绿素 a 含量均处在较低的水平。表层叶绿素 a 含量在 $0.06 \sim 0.15 \text{mg/m}^3$ 之间，平均含量 0.09mg/m^3 ；10m 层的叶绿素 a 含量在 $0.06 \sim 0.16 \text{mg/m}^3$ 之间，平均含量 0.08mg/m^3 ；50m 层的叶绿素 a 含量在 $0.06 \sim 0.45 \text{mg/m}^3$ 之间，平均含量 0.14mg/m^3 ；100m 层的叶绿素 a 含量在 $0.06 \sim 0.48 \text{mg/m}^3$ 之间，平均含量 0.23mg/m^3 ；底层水体的叶绿素 a 含量在 $0.04 \sim 0.67 \text{mg/m}^3$ 之间，平均含量 0.25mg/m^3 。海洋初级生产力范围为 $(0.352 \sim 1.38) \times 10^2 \text{mg} \cdot \text{C} / (\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，平均值为 $0.732 \times 10^2 \text{mg} \cdot \text{C} / (\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，初级生产力处于中低水平。

(2) 浮游植物

调查海区共鉴定出浮游植物 110 种，分属于 4 门类 36 属，其中硅藻种类最多，有 24 属 70 种，甲藻有 9 属 35 种，蓝藻有 2 属 4 种，硅藻 1 属 1 种。各站位浮游植物密度范围为 $(0.18\sim 3.96) \times 10^4$ 个/ m^3 ，平均值为 1.19×10^4 个/ m^3 ，其中硅藻占浮游植物总数的 77.31%；甲藻占 9.24%。主要优势种包括丹麦细柱藻、窄隙角毛藻、红海束毛藻和铁氏束毛藻，优势度依次为 0.189、0.066、0.065 和 0.037，优势种包括 2 种硅藻和 2 种蓝藻。

调查海区物种多样性指数变化范围为 2.36~4.55，平均为 3.79；均匀度变化范围为 0.68~0.95，平均为 0.84；丰度变化范围为 1.07~3.58，平均为 2.41。调查海区出现的浮游植物种类较多，数量分布较为均匀，各站多样性指数差异较小，大多数调查站多样性和丰富度较高。各项指标表明调查海区浮游植物环境较好，水环境差异不大且清洁，出现的生物种类较多，数量分布较均匀，优势度不大，该调查海区浮游植物群落结构稳定。

(3) 浮游动物

本次调查共鉴定出浮游动物 14 个类群，342 种。桡足类种类最多，为 130 种，其次为水母类，共 69 种，接着依次是端足类、被囊类、翼足类、磷虾类、介形类、异足类、毛颚类、多毛类、樱虾类、枝角类、原生动物和糠虾类；调查海区浮游动物数量变化范围为 $(6.48\sim 80.36)$ 个/ m^3 ，个体数量平均为 23.76 个/ m^3 ；浮游动物生物量变化范围为 $(31.29\sim 151.79)$ mg/ m^3 ，平均为 85.44mg/ m^3 。该海域的优势种为肥胖箭虫、达氏筛哲水蚤、奇桨剑水蚤、叉真刺水蚤、双尾萨利扭鳃樽和丹氏厚壳水蚤，优势度依次为 0.09、0.05、0.04、0.04、0.04 和 0.03。调查海区浮游动物多样性指数的均值为 5.36，变化范围为 4.61~6.04；均匀度平均 0.87，变化范围为 0.46~0.77；丰富度平均 18.91，变化范围为 11.09~24.67。总体上看，调查海区浮游动物种类丰富，群落间的种类分布也非常均匀。海区浮游动物群落的生物多样性水平较高，群落结构稳定，海区生态环境处于健康状态。

(4) 底栖生物

调查海区共鉴定出底栖生物 7 大类 165 种，其中节肢动物最多，有 65 种，软体动物次之，有 34 种。底栖生物的优势种有：镶边海星、简氏瓷蛇尾、羊舌鲆、日本刺铠

虾、无刺口虾姑和银光梭子蟹，海区优势度分别为 0.025、0.0562、0.020、0.0560、0.022 和 0.041。生物量变化范围为 (0.15~11.09) g/m²，平均生物量为 2.60g/m²；栖息密度变化范围为 (5~60) ind/m²，平均栖息密度为 15.18ind/m²。调查海域底栖生物群落的种类多样性指数较高，平均为 3.5，变化范围为 2.25~4.02；各站获取种类数量较多，平均为 46 种，变化范围为 6~127；丰度指数较高，平均为 3.13，变化范围为 1.55~4.44；均匀度指数较高，平均为 0.88，变化范围为 0.78~1.00。总体上看，调查区生物多样性指数、丰富度和均匀度的均值都较高，显示底栖生物群落结构稳定，生物多样性丰富，不同种类数量分布均匀度高。多样性指数和丰富度各站点间数值存在一定波动，属于正常变化。

(5) 生物质量

生物质量调查共测定底栖生物质量样品 13 个，鱼类 6 个，甲壳类 7 个，调查中贝类未被捕获。生物体内污染物质（除石油烃外）含量的评价标准采用《全国海岸和海涂资源综合调查简明规程》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，生物质量的评价因子包括汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油烃。

生物样品体内污染物评价标准见表 4-6，生物样品体内污染物单项标准指数详见表 4-7。生物样品中，甲壳类、鱼类的各项评价因子的单项标准指数值小于 1，无超标样品，满足生物质量标准的要求。表明调查海区甲壳类、鱼类生物质量较好，各项评价因子均未超标。

(6) 小结

环境质量现状调查结果显示：海区各层次各站叶绿素 a 含量较低，垂直分布存在一定的分层，调查初级生产力显示处于中低水平；调查各项指标表明海区浮游植物环境差异不大且清洁，没有发现浮游植物各项统计指标异常现象；浮游动物群落组成较稳定；底栖生物数量和种类较多，各站底栖生物的差异较小，多样性较好，生物分布较均匀，生物群落较稳定，表明调查海区较适宜底栖生物生活。

表 4-6 生物体污染物评价标准（湿重：×10⁻⁶）

生物类群	汞	砷	铜	铅	镉	锌	总铬	石油烃
贝类	0.05	1.0	10	0.1	0.2	20	0.5	15
软体类	0.30	10.0	100	10	5.5	250	5.5	20

甲壳类	0.20	8.0	100	2.0	2.0	150	1.5	20
鱼类	0.30	5.0	20	2.0	0.6	40	1.5	20

表 4-7 生物样品体内污染物单项标准指数

站号	种名	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
P1	鳄齿鱼	0.09	0.22	0.03	0.15	0.12	0.16	0.12	0.07
P11	鳄齿鱼	0.07	0.28	0.04	0.25	0.08	0.14	0.22	0.08
P13	无线鲷	0.05	0.24	0.01	0.15	0.13	0.16	0.15	0.08
P15	日本瞳鲷	0.09	0.36	0.01	0.10	0.15	0.16	0.17	0.08
P17	栉管鞭虾	0.09	0.14	0.02	0.20	0.08	0.09	0.17	0.16
P19	网纹裸胸鳝	0.08	0.26	0.03	0.15	0.12	0.22	0.17	0.09
P21	武士蟳	0.20	0.30	0.12	0.30	0.21	0.21	0.09	0.08
P21	无刺口虾蛄	0.09	0.13	0.21	0.15	0.33	0.13	0.11	0.15
P22	日本金线鱼	0.06	0.16	0.02	0.25	0.23	0.14	0.24	0.05
P26	栉管鞭虾	0.08	0.19	0.02	0.15	0.10	0.10	0.11	0.14
P32	斑鳍红娘鱼	0.06	0.24	0.02	0.15	0.17	0.21	0.14	0.06
P36	印度红虾	0.08	0.13	0.04	0.10	0.03	0.08	0.24	0.16
P38	矛形拟对虾	0.08	0.15	0.04	0.30	0.04	0.09	0.09	0.16
鱼类	均值	0.07	0.25	0.02	0.17	0.14	0.17	0.17	0.07
	超标率	0%							
甲壳类	均值	0.10	0.17	0.07	0.20	0.13	0.12	0.14	0.14
	超标率	0%							

4.3 渔业资源现状

文昌油田群周边海域的渔业资源现状主要根据广东海洋大学于 2015 年 4 月~5 月（春季）的调查结果。共设置站位 12 个，站位布设见图 4-5。共在 12 个采样站位捕获鱼类 142 种，头足类 20 种，甲壳类 9 种。

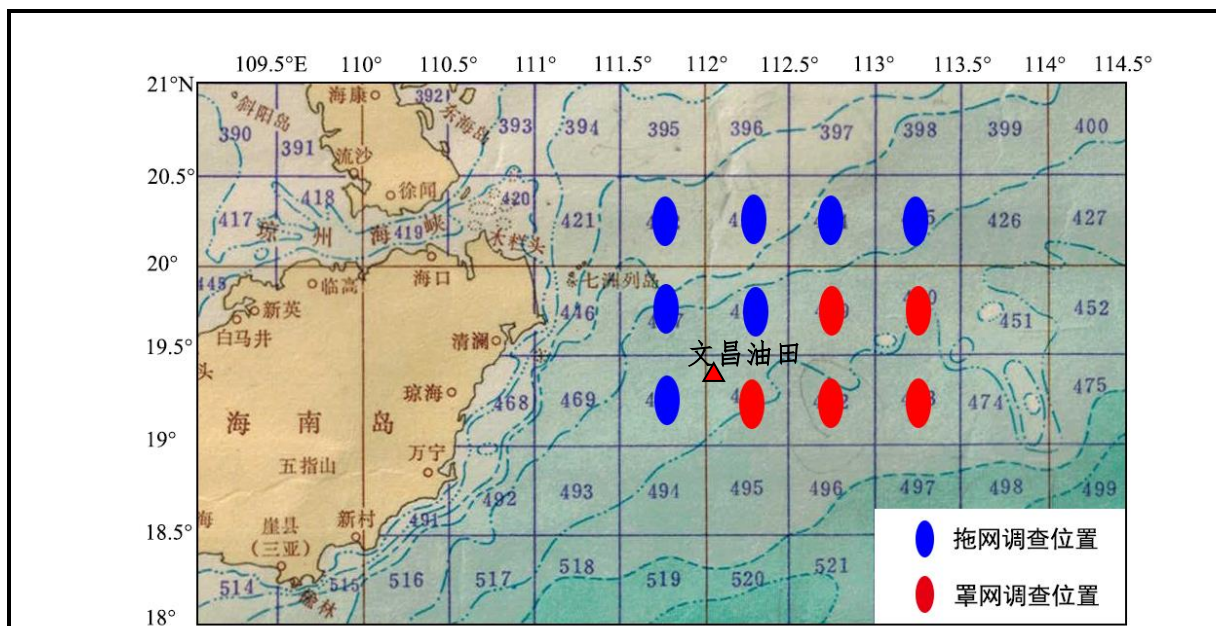


图 4-5 渔业资源调查站位布设

4.3.1 种类组成及资源量

a. 鱼类资源

鱼类的资源量变化范围为 (6.89~1961.08) kg/km², 平均值为 437.94kg/km², 资源密度变化于 (161~151967) 尾/km², 平均值为 25183 尾/km²。经济价值较高的种类为深水金线鱼、金线鱼、石斑鱼类、高体若鲹、印度无齿鲷等。优势种为黄鳍马面鲀、脂眼凹肩鲹、扁鲣鲹、颌圆鲹等。

b. 头足类资源

头足类的资源量变化范围为 (6.36~1001.14) kg/km², 平均值为 211.19kg/km²; 资源密度变化于 (275~35280) 尾/km², 平均值在 8015 尾/km²。种类组成主要包括条纹蛸、针乌贼、杜氏枪乌贼、卵蛸、鸢乌贼等。主要优势种为杜氏枪乌贼和鸢乌贼。

c. 甲壳类资源

调查海域甲壳类 (虾类+蟹类) 资源重量密度在 (2.95~93.24) kg/km², 平均值为 23.80kg/km²; 资源尾数密度在 (20~1629) 尾/km², 平均值为 348 尾/km²。种类组成主要包括中华管鞭虾、长缝拟对虾、近缘新对虾、斑节对虾、卷折馒头蟹、武士螯、红星梭子蟹、锯缘青蟹等。主要优势种为中华管鞭虾和卷折馒头蟹。

d. 总资源量评估

本次调查, 在评价区内共获游泳动物 171 种, 其中鱼类 142 种, 头足类 20 种, 甲

壳类 9 种。评价海域各站位游泳动物的资源量变化范围为 (16.2~3055.46) kg/km², 平均资源密度为 672.93kg/km², 其中鱼类平均资源密度为 437.94kg/km², 头足类平均资源密度为 211.19kg/km², 甲壳类平均资源密度为 23.80kg/km²; 游泳动物的资源密度变化范围为 (456~188876) 尾/km², 平均资源密度为 33546 尾/km², 其中鱼类平均资源密度为 25183 尾/km², 头足类平均资源密度为 8015 尾/km², 甲壳类平均资源密度为 348 尾/km²。

e. 鱼卵和仔稚鱼

调查海区共采集到鱼卵、仔稚鱼 20 种。鱼卵密度变化范围为 (0~9.95) 粒/100m³, 平均密度为 1.99 粒/100m³; 仔稚鱼密度变化范围为 (0~147.22) 尾/100m³, 平均密度为 20.39 尾/100m³。

4.3.2 小结

根据 2015 年 4 月、5 月的渔业资源现状调查结果: 春季调查拖网共获鱼类 142 种, 头足类 20 种, 甲壳类 9 种; 游泳动物的平均资源量密度为 672.93kg/km², 平均资源密度为 33546 尾/km²。

4.3.3 重要鱼类产卵场

粤西外海区蓝圆鲹产卵场: 粤西外海区是蓝圆鲹主要的产卵场和育幼场之一, 产卵场及幼鱼保护区的范围介于 110°30'~112°40'E, 18°15'~20°05'N 之间, 水深 70m~180m 海域, 产卵盛期为 4~6 月。调整井项目处于该产卵场内。

粤西外海区鲈鱼产卵场: 粤西外海区也是鲈鱼主要的产卵场和育幼场之一, 产卵场及幼鱼保护区的范围介于 110°15'~113°50'E, 18°15'~19°20'N 之间, 水深 90m~200m 海域, 产卵盛期为 1~6 月。调整井项目处于该产卵场内。

4.4 海洋环境质量回顾

为了对文昌油田群周围海域环境质量进行较为系统的分析, 收集了该海域的历史环境监测资料, 以进行本项目及附近海域的环境质量回顾分析。

历史环境监测资料采用国家海洋局南海环境监测中心在 2004 年 10 月、2008 年 4 月、2009 年 10 月、2010 年 5 月、2010 年 6 月、2011 年 6 月、2012 年 10 月、2013 年 5 月和 2014 年 10 月、2017 年 5 月对该海域的 10 次历史环境监测资料, 其中 2004 年

10 月和 2008 年 4 月监测数据为文昌油田群建设前的海洋环境监测数据。各次调查站位对比图见图 4-6。历年调查内容见表 4-8，历次调查文昌油田群的平台设施覆盖情况见表 4-9。

由图和表可知，各次调查站位和现状调查区域较吻合，用于进行同一海区不同时期调查回顾分析可行性较好。能够通过对比分析较客观地反映各气田的开发对周围海域环境的影响程度。10 次调查均由南海环境监测中心按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》的要求进行。历年调查采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。

表 4-8 历年调查内容

调查时间	站位 (个)	面积 (km ²)	调查项目
2004 年 10 月	28	4900	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2008 年 4 月	28	2800	水质、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2009 年 10 月	28	950	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2010 年 5 月	24	990	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2010 年 6 月	33	1800	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2011 年 6 月	30	4200	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2012 年 10 月	35	4900	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2013 年 5 月	34	4500	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2014 年 10 月	38	8000	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2017 年 5 月	38	8000	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量

表 4-9 历次调查平台设施覆盖情况

调查时间	调查范围覆盖的平台设施
2004 年 10 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、FPSO、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、WC15-1WHPA
2008 年 4 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、FPSO、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、WC15-1WHPA
2009 年 10 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、“海洋石油 116”FPSO、“奋进号”FPSO、WC13-6WHPA
2010 年 5 月	W13-1、W13-2、“奋进号”FPSO
2010 年 6 月	WC13-1、WC13-1 调整、“南海奋进号”FPSO、“海洋石油 116”FPSO、WC13-6WHPA

2011年6月	WC9-2/9-3CEP、WC10-3SPS、WC8-3WHPB
2012年10月	WC9-2/9-3CEP、WC10-3SPS、“海洋石油116”FPSO、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC13-1、WC13-2、“奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA
2013年5月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、“海洋石油116号”FPSO、WC13-1、WC13-2、“奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA
2014年10月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、“海洋石油116”FPSO、WC13-1、WC13-2、“奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC9-2/9-3CEP
2017年5月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、“海洋石油116”FPSO、WC13-1、WC13-2、“奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC9-2/9-3CEP

● 海水质量回顾

选取各次调查海水水质评价因子中盐度、pH、DO、COD、石油类、无机氮、磷酸盐、总汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共16项作为本次回顾性分析评价因子，海水水质评价采用《海水水质标准》(GB3097-1997)中的一类海水水质标准进行评价。海水水质回顾比较结果见表4-10。从中可以看出：

- 1.海水pH值稳定在8.0~8.4之间，历次调查海区pH值均在海水正常变化范围内。
- 2.海区盐度主要受外海高盐海水控制，具有一定的季节性变化特征。
- 3.溶解氧历年的含量均值比较接近，但底层海水都存在一定的超标现象，说明调查海区底层海水中存在一定的缺氧现象。
- 4.历次调查海水中COD的平均值较接近，均低于第一类海水水质标准。
- 5.历次调查石油类含量均较低，均符合第一类海水水质标准。
- 6.2017年5月调查无机氮含量低于往年，未出现超标，磷酸盐平均含量则与往年相当。底层磷酸盐超标现象属于较深水域普遍现象，与海区本身的水深、水温、溶解氧含量和垂直交换程度有关。。
- 7.历次调查海水中硫化物和挥发酚的含量均很低，远低于第一类海水水质标准。
- 8.总汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬等水质要素的含量在历次调查中含量都较低且变化不大，2011年6月铅和锌出现部分站位超标，达第二类海水水质标准。

通过回顾性分析比较可知，海区各项水质因子较为稳定，未出现明显波动，底层贫氧和富营养化是海区普遍的现象。海区海水质量状况稳定，工程特征污染物石油类

含量普遍比较低，表明油气田开发活动未对海区水质产生明显影响。

同时，从超标因子和范围来看，超标项目（溶解氧、活性磷酸盐等）均不是本项工程项目产生的污染物，其特征污染因子石油类含量符合海水水质第一类质量标准。

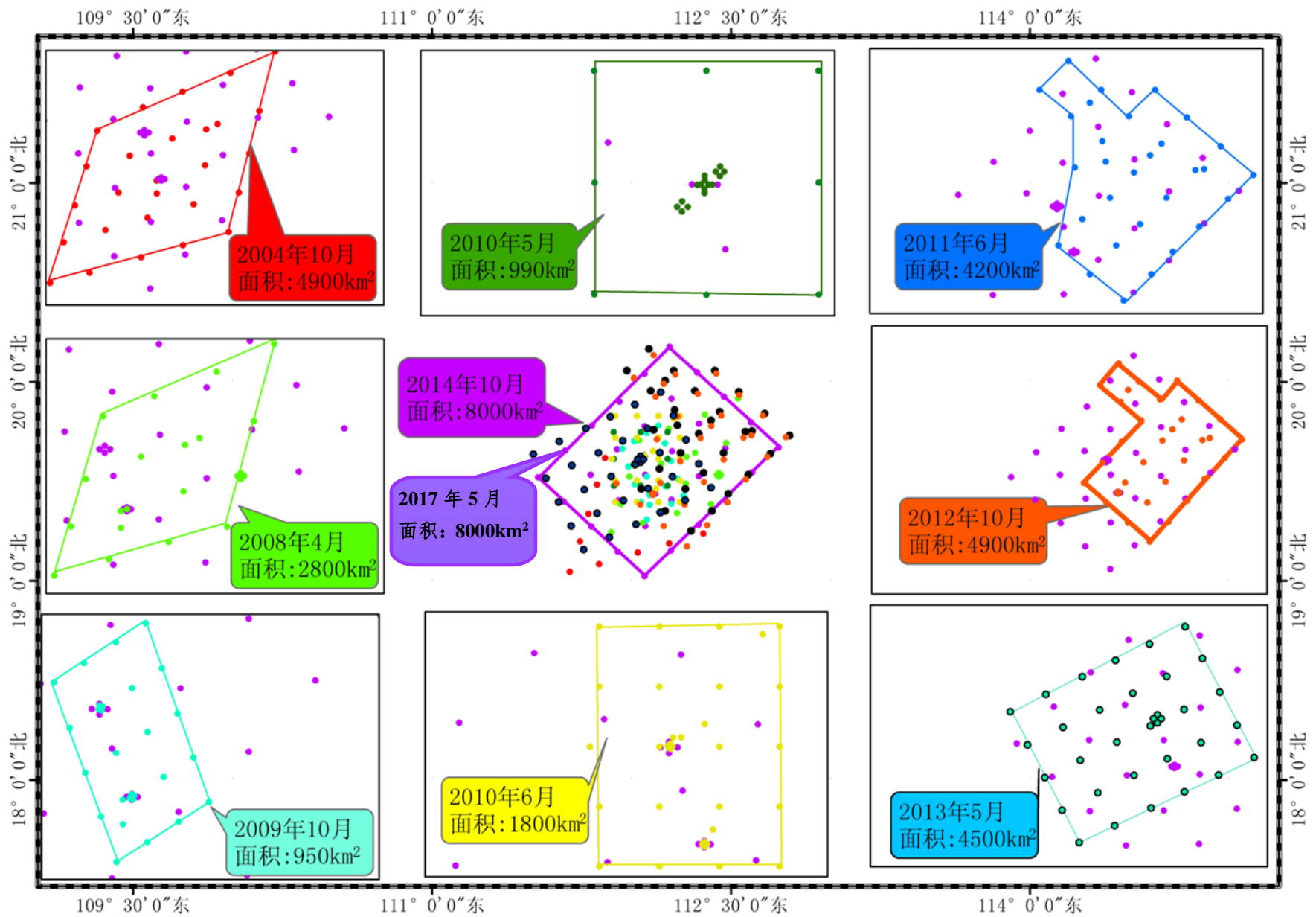


图 4-6 文昌油田群海域各次调查平台附近站位对比

表 4-10 调查海区海水水质要素回顾比较

调查时间 调查项目		2004 年 10 月	2008 年 4 月	2009 年 11 月	2010 年 5 月	2010 年 6 月	2011 年 6 月	2012 年 10 月	2013 年 5 月	2014 年 10 月	2017 年 5 月
		盐度	范围	33.86~34.77	34.02~34.37	33.48~34.80	33.09~34.60	32.41~34.97	33.01~34.967	30.65~35.08	33.89~35.30
平均值	34.25		34.16	33.98	33.94	33.95	33.87	33.83	34.42	33.83	34.181
pH	范围	8.13~8.32	8.10~8.29	8.05~8.33	8.08~8.27	8.04~8.27	7.87~8.11	8.10~8.27	8.12~8.31	8.14~8.35	8.17~8.31
	平均值	8.28	8.23	8.19	8.19	8.17	8.04	8.20	8.22	8.25	8.25
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DO (mg/L)	范围	4.92~6.71	5.50~8.63	4.48~6.35	4.87~6.92	4.05~6.41	5.86~6.51	4.74~6.41	4.62~6.82	4.63~6.53	4.94~6.54
	平均值	6.06	6.87	5.80	6.02	5.47	6.25	5.81	6.08	5.82	6.10
	超标率 (%)	25.0	8	37.1	40	40	6.6	37.1	28.0	37.4	19.2
COD (mg/L)	范围	Δ ~0.67	Δ ~1.18	Δ ~0.43	0.15~0.37	0.31~1.09	Δ ~0.42	Δ ~0.33	0.15~0.82	0.60~1.10	0.22~0.76
	平均值	0.25	0.27	0.16	0.23	0.59	0.24	0.12	0.30	0.87	0.41
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油类 (mg/L)	范围	Δ ~0.040	Δ ~0.039	Δ ~0.021	Δ ~0.035	0.014~0.027	Δ ~0.037	Δ ~0.040	0.012~0.043	0.015~0.033	0.025~0.040
	平均值	0.015	0.013	0.011	0.008	0.020	0.016	0.014	0.022	0.023	0.031
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
有机氮 (μ g/L)	范围	10.4~169	44.9~212	22.8~287	35.9~199.6	37.8~225	26.7~269	16.6~236	34.6~237	30.0~255.9	12.9~98.0
	平均值	46.7	82.0	109	123	112	100	92.5	90.6	81.2	28.3

	超标率 (%)	0	8.0	8.3	0	2.4	8.0	3.6	3.6	2.7	0
PO4-P ($\mu\text{g/L}$)	范围	0.5~20.7	10.6~28.8	13.8~36.5	/	1.0~34.9	4.6~32.6	Δ ~23.4	1.3~20.9	Δ ~19.0	4.3~16.9
	平均值	6.4	16.8	24.0	/	5.3	8.7	5.2	5.8	5.1	7.2
	超标率 (%)	0	81	99.2	/	4.2	16.2	4.8	3.6	4.4	1.6
总汞 ($\mu\text{g/L}$)	范围	/	/	0.015~0.023	/	0.013~0.028	0.014~0.032	0.017~0.029	0.007~0.018	0.016~0.025	0.016~0.025
	平均值	/	/	0.019	/	0.021	0.021	0.023	0.012	0.021	0.020
	超标率 (%)	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0
砷 ($\mu\text{g/L}$)	范围	/	/	1.2~1.7	/	1.2~2.3	0.7~2.4	1.6~2.4	1.0~2.1	1.3~1.9	1.4~2.0
	平均值	/	/	1.4	/	1.6	1.3	2.0	1.3	1.6	1.7
	超标率 (%)	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0
锌 ($\mu\text{g/L}$)	范围	/	/	1.8~15.1	/	4.1~19.5	3.8~20.8	1.2~18.0	1.9~18.2	4.5~17.5	1.2~15.2
	平均值	/	/	4.6	/	11.9	11.0	9.1	7.7	10.1	4.4
	超标率 (%)	/	/	0	/	0	3.4	0	0	0	0
镉 ($\mu\text{g/L}$)	范围	/	/	Δ ~0.33	/	Δ	Δ ~0.28	Δ ~0.65	Δ ~0.12	Δ ~0.14	0.02~0.26
	平均值	/	/	0.08	/	0.05	0.06	0.08	0.05	0.07	0.08
	超标率 (%)	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0
铅 ($\mu\text{g/L}$)	范围	/	/	0.3~0.9	/	0.4~1.0	0.3~1.1	0.3~0.9	0.5~1.0	0.5~0.9	0.2~0.9
	平均值	/	/	0.6	/	0.7	0.6	0.6	0.8	0.7	0.5

	超标率 (%)	/	/	0	/	0	2.6	0	0	0	0
铜 ($\mu\text{g/L}$)	范围	/	/	1.0~2.8	/	1.0~2.7	0.8~5.0	Δ ~2.5	0.3~1.3	1.1~3.8	0.30~6.0
	平均值	/	/	1.7	/	1.8	2.6	1.3	0.6	2.2	1.0
	超标率 (%)	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0.5
总铬 ($\mu\text{g/L}$)	范围	/	0.26~2.48	0.34~1.87	0.29~1.78	0.95~2.92	0.35~1.56	0.23~1.20	0.19~1.13	0.33~0.97	0.30~0.99
	平均值	/	0.87	0.80	0.58	1.78	0.75	0.53	0.59	0.64	0.62
	超标率 (%)	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0
硫化物 ($\mu\text{g/L}$)	范围	0.1~0.5	/	Δ	Δ	Δ	Δ ~0.3	Δ ~0.2	Δ ~0.3	Δ ~0.2	0.1~0.3
	平均值	0.2	/	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2
	超标率 (%)	0	/	0	0	0	0	0	0	0	0
挥发性酚 ($\mu\text{g/L}$)	范围	Δ ~4.4	/	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ ~1.6	Δ ~2.5	Δ ~3.8	0.4~1.4
	平均值	1.9	/	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.6	0.9
	超标率 (%)	0	/	0	0	0	0	0	0	0	0

表 4-11 历次调查沉积物各项污染物含量及超标情况统计

项目		2004 年 10 月	2009 年 10 月	2010 年 5 月	2011 年 6 月	2012 年 10 月	2013 年 5 月	2014 年 10 月	2017 年 5 月
有机碳	范围	0.07~0.57	0.19~0.52	0.63~0.91	0.40~0.66	0.20~0.72	0.32~0.63	0.28~0.62	0.54~0.82
	平均值	0.33	0.32	0.74	0.48	0.45	0.40	0.43	0.66
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
硫化物	范围	18~60	9~34	26~106	11~79	5~26	19~80	33~88	51~99
	平均值	39	18	52	29	17	48	56	75
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
铜	范围	/	1.6~36.3	2.6~7.2	2.4~6.0	3.0~7.6	3.6~5.6	2.8~5.7	2.4~7.5
	平均值	/	9.3	4.7	4.3	4.8	4.4	3.8	4.7
	超标率(%)	/	7	0	0	0	0	0	0
铅	范围	3.4~10.5	5.2~73.6	5.6~10.7	4.3~16.5	2.3~13.9	3.3~15.6	3.9~12.0	0.5~21.6
	平均值	6.6	38.3	8.6	8.1	7.9	7.8	7.7	6.2
	超标率(%)	0	27	0	0	0	0	0	0
镉	范围	/	0.04~0.27	0.04~0.10	0.02~0.19	0.06~0.25	0.08~0.41	0.03~0.33	0.03~0.08
	平均值	/	0.13	0.08	0.11	0.14	0.22	0.11	0.05
	超标率(%)	/	0	0	0	0	0	0	0
锌	范围	22.6~96.3	36.6~104	31.8~51.1	32.2~61.8	45.1~68.4	29.8~56.9	20.5~51.1	38.1~65.8
	平均值	51.0	72.7	38.4	44.7	55.7	44.7	41.5	53.5
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
铬	范围	6.0~26.7	10.4~18.6	10.5~15.9	9.5~20.5	9.7~14.8	10.8~15.1	11.3~16.3	17.4~38.9
	平均值	21.3	13.8	12.3	17.1	12.4	12.9	13.6	25.9
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
总汞	范围	0.005~0.017	0.012~0.023	0.010~0.023	0.002~0.034	0.010~0.033	0.008~0.028	0.013~0.065	0.010~0.098

	平均值	0.011	0.018	0.016	0.02	0.018	0.012	0.026	0.030
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
砷	范围	3.40~12.4	3.11~8.63	6.46~8.58	2.40~5.60	2.04~5.80	2.26~3.78	3.36~8.07	1.27~7.08
	平均值	6.70	4.01	7.38	3.60	3.31	3.12	5.18	3.56
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
石油类	范围	5.27~12.9	6.22~18.5	21.1~37.0	5.20~28.2	8.92~26.0	5.14~9.01	7.30~14.1	5.39~8.15
	平均值	7.93	10.4	28.4	8.70	16.1	6.59	10.3	6.92
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0

注：“/”表示无此项数据。

● 沉积物质量回顾

沉积物环境质量状况回顾选取各次调查中有机碳、硫化物、铜、汞、砷、铅、镉、锌、铬和石油类共 10 项作为本次回顾性分析评价因子，沉积物质量评价采用《海洋沉积物质量》(GB18668—2002)中的一类沉积物质量标准进行评价。调查海区历次调查沉积物质量评价结果比较见表 4-11。

由表 4-11 可知，历次调查海区沉积物中有机碳、硫化物、汞、砷、镉、锌、铬、石油类含量差异不大，均处于极低水平；铜和铅含量在 2009 年 10 月明显高于其它调查，出现轻微超标。对比结果表明，油田开发活动没有对沉积物质量产生明显影响，其中特征污染物石油类在表层沉积物中处于极低水平。油田开发以来总体变化不大，历次调查所有评价因子均满足第一类海洋沉积物质量标准要求。总体而言，调查区沉积物质量属优良，维持在正常状态，无明显恶化趋势。

● 海洋生态回顾

(1) 叶绿素和浮游植物回顾分析

叶绿素 a 和海洋初级生产力调查数据的对比分析统计结果见表 4-12，从表可见：从 2004 年至 2010 年海区叶绿素 a 和初级生产力变化不大，除 2011 年 6 月两项指标数值明显升高，而自 2012 年之后的最近 3 次调查，指标数值均低于 2011 年，但 3 次调查结果之间波动不大。由于调查年份跨度较大，该海区叶绿素 a 和初级生产力季节变化不明显。各次调查显示海区叶绿素 a 含量都处于低水平，指示海区属于典型的贫营养海区。

浮游植物历次调查结果比较见表 4-13 和表 4-14。由表可知，种类数方面，2011 年夏季种类数较少，其他年份种类数均在 90 种以上；个体密度的年际波动较大，无明显规律，季节变化上表现为春夏季较高，其次是秋季；优势种方面，角毛藻是该海域最常见的优势种，其次有束毛藻和根管藻等，优势种的年际变化不明显；该海域历年的多样性指数和均匀度均较高，指示该海域生物多样性丰富，群落结构较为稳定。

表 4-12 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

调查时间		叶绿素 a (mg/m ³)	初级生产力 (mg·C/(m ² ·d))
春季	2008 年 4 月	平均值	0.24
		范围	0.16~0.31
	2010 年 5 月	平均值	0.15
		范围	0.09~0.21
			330
			217~451
			223
			129~318

	2010年6月	平均值	0.05	84.53
		范围	0.01~0.10	15.04~198.53
	2011年6月	平均值	1.10	1140
		范围	0.09~5.87	92.05~6359
	2013年5月	平均值	0.22	335
		范围	0.11~0.56	162~842
2017年5月	平均值	0.16	73.15	
	范围	0.07~0.30	35.16~138.00	
秋季	2004年10月	平均值	0.36	569
		范围	0.19~0.93	302~1232
	2009年10月	平均值	0.09	128
		范围	0.06~0.14	81.2~199
	2012年10月	平均值	0.21	203
		范围	0.14~0.30	132~293
	2014年10月	平均值	0.16	199
		范围	0.09~0.24	114~304

表 4-13 历次调查浮游植物的生物指标比较

调查时间	种类	个体数量 ($\times 10^3 \text{ ind/m}^3$)		多样性指数		均匀度		
		平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	
春季	2008年4月	4门38属136	87.6	3.71~185	2.80	2.13~3.22	0.85	0.76~0.94
	2010年5月	3门40属107	28.4	0.6~146.9	3.37	2.91~4.24	0.77	0.59~0.95
	2010年6月	2门27属92种	6.75	0.59~19.2	3.84	2.24~4.61	0.90	0.70~0.98
	2011年6月	3门27属67种	32.1	9.53~69.4	3.78	2.09~4.15	0.85	0.45~0.93
	2013年5月	4门28属71种	3.30	0.94~13.3	2.84	1.43~3.84	0.84	0.48~0.96
	2017年5月	4门36属110种	11.90	1.80~9.60	3.79	2.36~4.55	0.84	0.68~0.95
秋季	2004年10月	4门42属104	22.0	3.31~131	3.78	2.72~4.46	0.83	0.56~0.94
	2009年10月	2门27属98种	6.70	3.36~11.6	4.17	3.42~4.52	0.84	0.75~0.93
	2012年10月	3门35属91种	29.9	0.86~562	3.57	2.16~4.38	0.84	0.63~0.95
	2014年10月	4门33属125	18.64	1.40~120.8	3.77	2.16~4.66	0.84	0.66~0.96

表 4-14 历次调查浮游植物优势种比较

调查时间		优势种
春季	2008 年 4 月	菱形海线藻、佛氏海毛藻、笔尖型根管藻、铁氏束毛藻、密聚角毛藻、洛氏角毛藻、优美拟菱形藻
	2010 年 5 月	窄隙角毛藻、异角角毛藻、铁氏束毛藻、柔弱菱形藻、菱形海线藻
	2010 年 6 月	密聚角毛藻、笔尖型根管藻、美丽漂流藻、波状角藻、叉角藻、四叶鸟尾藻
	2011 年 6 月	刚毛根管藻、红海束毛藻、笔尖形根管藻、萎软几内亚藻、膜质半管藻、翼根管藻、细长翼根管藻、洛氏角毛藻、宽笔尖型根管藻
	2013 年 5 月	膜质半管藻、菱形海线藻、薛氏束毛藻、大角角藻
	2017 年 5 月	丹麦细柱藻、窄隙角毛藻、红海束毛藻、铁氏束毛藻
秋季	2004 年 10 月	洛氏角毛藻、细长翼根管藻、菱形海线藻、细弱海线藻、锤状中鼓藻
	2009 年 10 月	密聚角毛藻、笔尖型根管藻、三叉角藻、膜质半管藻、二齿双管藻、线性圆筛藻、四叶鸟尾藻、太阳漂流藻
	2012 年 10 月	洛氏角毛藻、密聚角毛藻、主型透明辐秆藻、暹罗角毛藻
	2014 年 10 月	窄隙角毛藻、铁氏束毛藻、伏氏海毛藻、海洋角毛藻、短刺角毛藻

(2) 浮游动物回顾分析

历次调查浮游动物种类组成及主要指标数据比较见表 4-15 和表 4-16。

通过对比可以发现,2017 年 5 月调查的种类数为历次调查最高,合计发现 367 种(类)浮游动物;个体数量为历次调查的最低值 (23.76 个/m³),但生物量却仅次于 2010 年 5 月的调查,达 85.44×10²mg/m³,这主要是由于在这次调查中发现了较多的被囊类和水母类。被囊类和水母类同属胶体动物,体内水分含量很高,对浮游动物生物量的测量有显著影响。群落多样性指数和均匀度指数方面,均匀度为历次调查的最高值,多样性指数也处在历次调查的较高水平。调查海区的优势类群也较为稳定,历次调查第一优势类群均为桡足类,第二、第三大类群主要在毛颚类、被囊类、水母类、浮游幼体和端足类之间变化。调查海区的优势种组成丰富,其中肥胖箭虫、达氏筛哲水蚤和丹氏厚壳水蚤为海区常见的优势种。此次调查发现的优势种与往期调查相比,差别不大,处于正常变化范围之内。历年调查均未出现绝对优势种,这与调查海区的高均匀度和高多样性指数相符。总而言之,调查海区的浮游动物群落的多样性水平一直较高,物种丰富度,群落状态稳定,海区环境状况良好。

表 4-15 历次调查浮游动物种类组成及主要指标数据对比

调查时间		种类数	生物量 ($\times 10^2 \text{ mg/m}^3$)	个体数量 (ind/m ³)	多样性	均匀度
春季	2008年4月	291	1.31	91.67	4.25	0.57
	2010年5月	265	1.37	71.96	4.17	0.64
	2010年6月	289	0.58	65.7	5.29	0.73
	2011年6月	279	0.95	174.94	5.09	0.77
	2013年5月	321	1.51	56.02	6.21	0.83
	2017年5月	367	0.85	23.76	5.36	0.83
秋季	2004年10月	258	0.72	65.56	6.22	0.85
	2009年10月	317	0.6	30.9	5.36	0.74
	2012年10月	352	0.76	57.65	4.95	0.67
	2014年10月	314	0.3	25.54	5.96	0.84

表 4-16 历次调查浮游动物优势种比较

调查时间		优势类群及所占比例 (%)	优势种 (优势度)
春季	2008年4月	桡足类 54.1 毛颚类 10.2 被囊类 9.1	肥胖箭虫、半口壮丽水母、达氏波水蚤、精致真刺水蚤和狭额真哲水蚤
	2010年5月	桡足类 33.2 被囊类 11.8 浮游幼体 3.1	长尾住囊虫(0.051)、隆起住囊虫(0.035)、卢氏拟真刺水蚤(0.027)、中型住囊虫(0.026)和红住囊虫(0.021)
	2010年6月	桡足类 54.7 毛颚类 15.2 磷虾类 6.5	肥胖箭虫(0.09)、达氏波水蚤(0.07)、普通波水蚤(0.06)、狭额真哲水蚤(0.04)、丹氏厚壳水蚤(0.04)、微型箭虫(0.02)和小折水蚤(0.02)
	2011年6月	桡足类 50.7 毛颚类 12.3 被囊类 11.7	狭额真哲水蚤(0.10)、肥胖箭虫(0.10)、芦氏真刺水蚤(0.08)、普通波水蚤(0.08)、小哲水蚤(0.05)、多手纽鳃樽(0.03)、达氏波水蚤(0.03)、后圆真浮萤(0.02)、丹氏厚壳水蚤(0.02)
	2013年5月	桡足类 24.2 被囊类 17.6 端足类 16.6	双尾纽鳃樽东方亚种(0.04)、锥形宽水蚤(0.04)、抱球虫(0.03)、夜光虫(0.03)、狭额真哲水蚤(0.03)

	2017年5月	桡足类 35.4% 水母类 18.8% 端足类 10.35	肥胖箭虫 (0.09)、达氏筛哲水蚤 (0.05)、奇桨剑水蚤 (0.04)、叉真刺水蚤 (0.04)、双尾萨利扭鳃樽 (0.04)、丹氏厚壳水蚤 (0.03)
秋季	2004年10月	桡足类 50.8 被囊类 15.1 毛颚类 7.8	达氏波水蚤、肥胖箭虫、普通波水蚤、小齿海樽、丹氏厚壳水蚤
	2009年10月	桡足类 39.5 毛颚类 12.9 被囊类 10.7	肥胖箭虫、达氏波水蚤、海洋真刺水蚤、丹氏厚壳水蚤
	2012年10月	桡足类 37.5 水母类 14.8 端足类 12.2	达氏波水蚤(0.063)、抱球虫(0.059)、肥胖箭虫(0.043)、小哲水蚤(0.037)、角锚哲水蚤(0.028)、丹氏厚壳水蚤(0.027)和截拟平头水蚤(0.022)
	2014年10月	桡足类 31.2 水母类 14.8 端足类 13.1	肥胖箭虫(0.069)、达氏波水蚤(0.064)、双尾扭腮鳃东方亚种 (0.055)、普通波水蚤(0.052)、丹氏厚壳水蚤(0.044)和、奇桨剑水蚤 (0.032) 和截拟平头水蚤(0.020)

(3) 底栖生物回顾分析

历次调查底栖生物的主要指标数据及优势种比较见表 4-17。

历年调查的种类数量、主要类群、栖息密度、生物量、多样性指数和均匀度的波动变化不大，整体稳定性较高。2017年5月调查种类数较高，节肢动物比例有一定下降，软体动物升高；栖息密度和生物量都为历次调查最高，对比近岸的生物量的绝对数值较低；多样性指数和丰富度在历次调查中处于中等水平。历年调查区优势种变化较大，主要优势种为节肢动物和棘皮动物，优势种镶边海星、筒氏瓷蛇尾、银光梭子蟹和刺铠虾的出现频率较高，2017年5月调查的优势种数量为历次调查最高。综合分析，未发现调查区的底栖生物群落存在明显退化情况。

表 4-17 文昌油田群海域底栖生物回顾比较

项目	生物量(g/m ²)	多样性	均匀度	个体密度 (个/m ²)	优势种
2004.10	2.21	3.76±0.62	0.83±0.08	12.2	异杯珊瑚、笔螭筒式瓷蛇尾、东方砂海星和长螯蟹
2008.04	0.53	4.20±0.69	0.88±0.08	6.8	首颈刺铠虾、胎生盖蛇尾和北原左鲆
2009.10	2.3	2.24±0.78	0.93±0.06	8.3	假长缝拟对虾、镶边海星和银光梭子蟹
2010.05	2.6	3.82	0.92	7	圆尾绿虾蛄、口虾蛄、银光梭子蟹、凹管鞭虾、尼氏突吻鳗、倒棘鲷和

					刺管萨欧虫
2010.06	1.19	3.19±0.99	0.80±0.25	9.7	筒氏瓷蛇尾和象牙长螯蟹
2011.06	1.02	3.65±0.83	0.90±0.07	8.2	筒氏瓷蛇尾、扇形珊瑚、日本刺铠虾和镶边海星
2012.10	0.77	3.47±0.70	0.83±0.15	6.6	波纹巴非蛤、圆板赤虾、首颈刺凯虾、凹管鞭虾和北原左鲆
2013.05	0.79	4.34±0.74	0.93±0.08	8.9	银光梭子蟹、栉管鞭虾、屈足口虾蛄、长脚蟹、标记声蟹和日本刺铠虾
2014.10	4.71	4.06±0.73	0.92±0.05	20.5	银光梭子蟹、假长缝拟对虾、中国赤虾、双刺海褐虾、凹管鞭虾和砂海星
2017.05	2.6	3.5	0.88	15.2	镶边海星、筒氏瓷蛇尾、羊舌鲆、日本刺铠虾、无刺口虾蛄、银光梭子蟹、扁尾美人虾

(4) 生物质量回顾分析

历次调查底栖生物各类群各项因子平均标准指数和超标率统计数据详见表 4-18，由表可知，历年调查中该海域的甲壳类、鱼类和贝类的生物质量都处于良好水平，甲壳类有零星超标，而鱼类和贝类没有出现过超标。2017 年 5 月调查的甲壳类和鱼类平均指数值对比往年由小幅下降，历次调查平均指数值都处于较低水平。从区域来看，调查海区 and 油田附近海域生物质量差异很小，未发现油田开发活动对生物环境造成影响。

表 4-18 次调查底栖生物质量对比分析

类群	调查时间	类比项	Hg	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	As	石油烃
甲壳类	2004 年 10 月	平均值	1.45	—	0.33	0.23	0.11	0.12	3.38	—
		超标率(%)	100	—	0	0	0	0	100	—
	2008 年 4 月	平均值	0.96	—	0.37	0.14	0.07	0.07	0.14	—
		超标率(%)	0	—	0	0	0	0	0	—
	2012 年 10 月	平均值	0.25	0.02	0.15	0.14	0.32	0.01	0.12	—
		超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	—
	2013 年 5 月	平均值	0.18	0.08	0.19	0.18	0.13	0.33	0.05	—
		超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	—
	2014 年 10 月	平均值	0.14	0.07	0.21	0.08	0.09	0.15	0.18	—
		超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	—
	2017 年 5 月	平均值	0.10	0.07	0.20	0.13	0.12	0.14	0.17	0.14
		超标率(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
鱼类	2004 年 10 月	平均值	0.14	—	1.50	0.21	0.19	0.17	0.22	0.16
		超标率(%)	0	—	50	0	0	0	0	0
	2008 年	平均值	0.27	—	0.3	0.13	0.28	0.17	0.07	0.32

	4月	超标率(%)	0	—	0	0	0	0	0	0
	2009年	平均值	0.20	0.02	0.45	0.18	0.27	0.04	0.53	0.04
	4月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	2010年	平均值	—	—	—	—	—	0.54	—	0.15
	5月	超标率(%)	—	—	—	—	—	0	—	0
	2010年	平均值	0.19	0.02	0.55	0.05	0.27	0.27	0.06	0.27
	6月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	2011年	平均值	0.12	0.02	0.55	0.03	0.23	0.3	0.05	0.37
	6月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	2012年	平均值	0.26	0.02	0.15	0.12	0.29	0.01	0.2	0.37
	10月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	2013年	平均值	0.10	0.03	0.25	0.13	0.07	0.25	0.27	0.23
	5月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	2014年	平均值	0.10	0.01	0.17	0.13	0.16	0.13	0.30	0.11
	10月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	2017年	平均值	0.07	0.02	0.17	0.14	0.17	0.17	0.25	0.07
	5月	超标率(%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
软体类	2004年	平均值	0.14	—	0.22	0.27	0.07	0.03	0.58	0.16
	10月	超标率(%)	0	—	0	0	0	0	0	0
	2012年	平均值	0.17	0.01	0.15	0.03	0.14	0.01	0.08	0.12
	10月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	2013年	平均值	0.13	0.08	0.07	0.17	0.14	0.09	0.05	0.23
	5月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0
2014年	平均值	0.10	0.11	0.05	0.08	0.07	0.04	0.16	0.44	
	10月	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0

注：“—”表示该项未监测。

4.5 社会环境状况

文昌油田群附近海域的渔场主要包括粤西及海南岛东北部渔场和海南岛东南部渔场两个渔场，主要作业方式为拖网、围网、刺网和钓具作业。

粤西及海南岛东北部渔场位于 19°30'N~22°00'N、110°00'E~114°00'E 范围内，面积约为 89557km²。主要港湾有广海湾、镇海湾、雷州湾和广州湾等。水深多在 100m 以浅，地形平坦。水域受粤西沿岸水和南海外海水影响，有珠江、漠阳江、鉴江和南渡河等河流流入，带来了大量营养盐和饵料生物。西部有琼州海峡与北部湾相通。自然条件优越，为大黄鱼及其他多种优质鱼虾类的产卵场及其幼体育肥场。

海南省东南部渔场位于 17°30'N~20°00'N、109°30'E~113°30'E 范围内，面积约为 95795km²。主要港湾有：清澜港、大洲岛锚地、新村港、榆林港和三亚港。海域中水深 90m 以内的近海区，地形较复杂，暗礁和其他障碍物比较多，海底倾斜度大。其他地区

地形相对平坦。海南岛东部和南部入海的江流甚少，近海和外海均由南海暖流所控制。生物以热带海区的暖水性种类为主。而处于同一纬度的大陆斜坡底层，受南海中层水所控制，水温较低，栖息的生物大多为冷温性种类。

文昌油田群附近海域主要航线有：三亚至珠江口航线、珠江口至琼州海峡航线、清澜至西沙航线、三亚至西沙航线等，与文昌油田群相距最近的为三亚至珠江口航线（ $222^{\circ}\sim 042^{\circ}$ ），最近距离约 36 km。此外，根据《海南省海洋功能区划（2011~2020 年）》，与文昌油田群距离最近的港口航运区为清澜港港口航运区，该区位于文昌市八门湾口门外，为清澜港锚地区，面积 346.83 公顷，水深 4 m~10 m，能避 10 级以下热带气旋，可停泊千吨级船舶。该航运区与文昌油田群相隔较远，距文昌油田群最近距离约 115 km。

5 环境敏感区和环境保护目标分析

5.1 功能区划符合性分析

5.1.1 全国海洋功能区划及符合性分析

根据《全国海洋功能区划（2011~2020年）》，文昌油田群位于南海北部海域，区域主要功能为矿产与能源开发、渔业、海洋保护，区域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。

海洋功能区管理要求：“重点保障油气资源勘探开发的用海需求，支持海洋可再生能源开发利用。遵循深水远岸布局原则，科学论证与规划海上风电，促进海上风电与其他产业协调发展。禁止在海洋保护区、侵蚀岸段、防护林带毗邻海域开采海砂等固体矿产资源，防止海砂开采破坏重要水产种质资源产卵场、索饵场和越冬场。严格执行海洋油气勘探、开采中的环境管理要求，防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。油气区执行不劣于现状海水水质标准，固体矿产区执行不劣于四类海水水质标准，盐田区和可再生能源区执行不劣于二类海水水质标准”。

文昌油田群调整井项目为区划海域重点保障用海需求的项目；需执行的环境管理要求已经通过环评具体落实，防范海上溢油等突发事件在风险防范章节进行具体论述；海域海水水质标准为一类标准，根据现状调查结果可知，目前海域水体中 pH、COD、石油类、总汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚满足一类海水要求，溶解氧、无机氮和活性磷酸盐超标主要出现在 100m 层和底层，与海区的自然属性相符。因此文昌油田群所在位置符合海洋功能区的管理要求，项目用海需求为重点保障。本次调整井项目符合《全国海洋功能区划（2011~2020年）》功能定位的要求。

5.1.2 海南省海洋功能区划及符合性分析

根据《海南省海洋功能区划（2011~2020年）》，文昌油田群位于珠江口盆地矿产与能源区范围内。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、旅游休闲娱乐区、矿产与能源区及保留区等。由于调整井项目距离海洋保护区、旅游休闲与娱乐区、港口航运区、工业与城镇用海区、特殊利用区、保留区等均较远，与这些功能区在管理使用上无违背之处。

(1) 珠江口盆地矿产与能源区

调整井项目位于《海南省海洋功能区划（2011~2020年）》中珠江口盆地矿产与能源区内。珠江口盆地矿产与能源区的用途管制为主导用海类型为油气开采用海，钻探、测量、钻井作业等用海活动需征求相关部门意见；用海方式为允许适度改变海域自然属性，可建设油气平台和输油管道；海域整治目标为加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生，尽量避免对海域生态环境产生影响；保护目标为合理开发海洋油气资源；环境保护要求为海水水质标准、海洋沉积物质量标准、海洋生物质量标准应维持现状。

调整井项目主要是在现有平台进行调整井作业，由于主要采用老井侧钻，项目投产后油田群生产水产生量有所减少。建设阶段对海域的影响主要是钻完井阶段排放的钻井液和钻屑，对表层水体的最大影响距离不超过 0.75km，停止排放 10.5h 后可恢复到一类水质，属短期可恢复的影响；钻完井阶段排放的钻屑造成底层沉积物覆盖厚度超过 2cm 区域的最大影响距离不超过 0.17km。生产阶段对环境的影响主要是生产水，对表层水体的最大影响距离不超过 0.85km，排放的含油生产水中石油类含量低，影响范围较小。

调整井项目的溢油风险防范是项目建设中重点关注的问题。调整井项目投产后本区域的油气资源可得到合理开发。根据历次调查数据和本次现状调查数据表明调查海域海水水质质量、海洋沉积物质量、海洋生物质量变化不大，基本符合一类标准。本次调整井项目符合《海南省海洋功能区划（2011~2020年）》中珠江口盆地矿产与能源区的海域用途和用海方式要求，海域环境质量现状与海域环境保护要求一致。

因此，调整井项目的开发符合珠江口盆地矿产与能源区的管理要求。

(2) 海南岛外海农渔业区

距离调整井项目最近的海洋功能区为《海南省海洋功能区划（2011~2020年）》中的海南岛外海农渔业区，海南岛外海农渔业区距离调整井项目涉及平台的最近距离约 11km。海南岛外海农渔业区的用途管制为主导用海类型为捕捞用海，可兼顾旅游娱乐用海。用海方式为严格限制改变海域自然属性。海域整治目标为本着保护性开发的原则，禁止渔业资源过度捕捞。保护目标为保护海域自然生态环境；保护渔业资源；保护海底管线。环境保护要求为执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。

调整井项目所在平台均位于海南岛外海农渔业区以外，不会改变功能区的用途和自

然属性。调整井项目对功能区可能造成的影响主要是油田群新增的生产水排放量和钻完井阶段排放的钻井液和钻屑，排放的污染物对海域水质的最大影响距离不超过 0.85km，远小于海南岛外海农渔业区与调整井项目的最近距离 ($\leq 11\text{km}$)。调整井项目严格执行各项环境保护措施，做到开发和环保并重，减少对环境的影响。调整井项目环境影响评价执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。

因此，调整井项目建设符合海南岛外海农渔业区的管理要求。

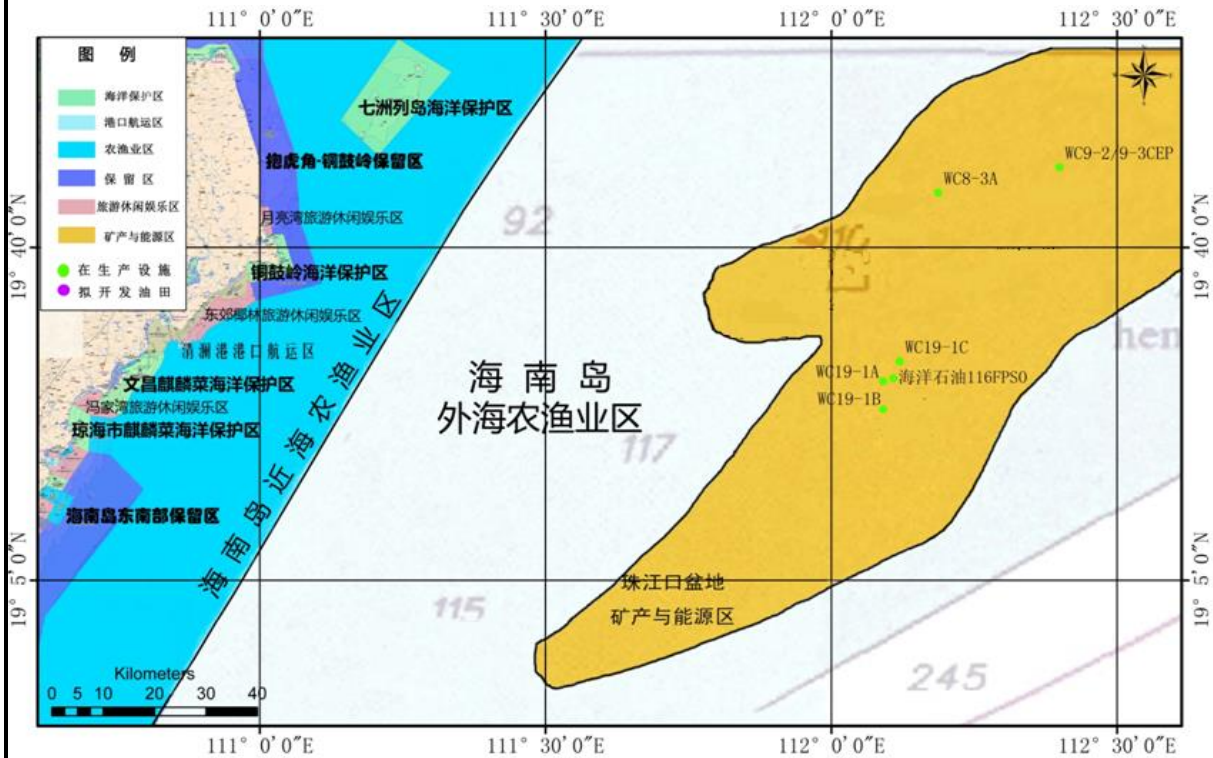


图 5-1 文昌油田群附近海域的海洋功能区分布(《海南省海洋功能区划(2011-2020 年)》)

5.1.3 海南岛及近岸海域生态保护红线符合性分析

海南省生态保护红线包括陆域生态保护红线和近岸海域生态保护红线两部分，其中近岸海域生态保护红线总面积 8316.6km²，分为 I 类红线区和 II 类红线区，包含 17 个功能区（图 5-2）。各红线区与本项目工程设施距离均在 55km 以上。本项目建设阶段对海域的影响主要是钻完井阶段排放的钻井液和钻屑，对表层水体的最大影响距离不超过 0.75km，停止排放 10.5h 后可恢复到一类水质，属短期可恢复的影响；钻完井阶段排放的钻屑造成底层沉积物覆盖厚度超过 2cm 区域的最大影响距离不超过 0.17km。生产阶段对环境的影响主要是生产水，对表层水体的最大影响距离不超过 0.85km，排放的含油生产水中石油类含量低，影响范围较小。因此，项目建设和正常生产情况下均不会对海

南岛及近岸海域生态保护红线区造成影响，因此，文昌油田群调整井项目符合《海南岛及近岸海域生态保护红线》的管控要求。

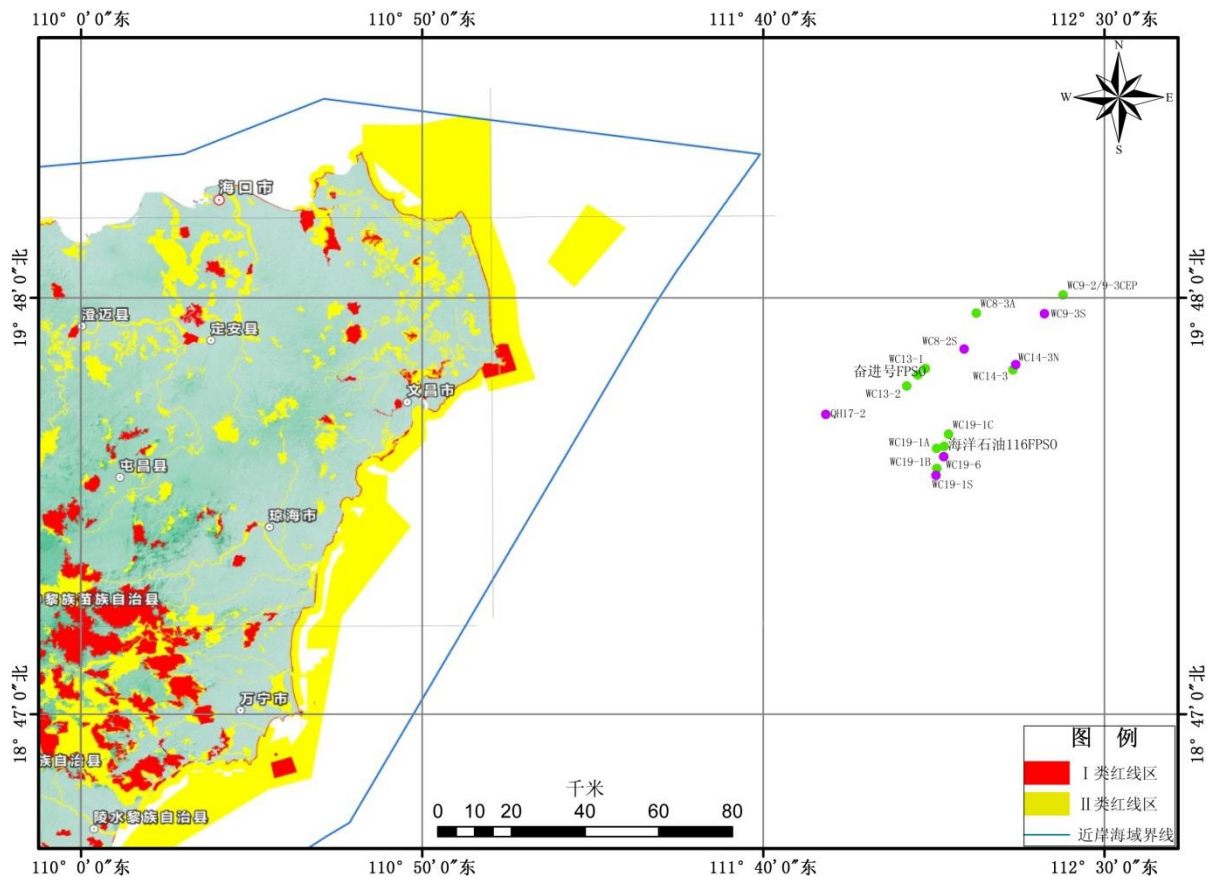


图 5-2 文昌油田群附近海域海洋生态红线图

5.1.4 全国海洋主体功能区规划及符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》，本次调整井项目距岸最近距离约 113km，位于“全国海洋功能区划中”的珠江口盆地油气资源勘探开发区，属于规划内的重点开发区内；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。规划对资源勘探开发区的要求是：“选择油气资源开采前景较好的区域，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。”

调整井项目在现有平台实施调整井作业，属于油田开发工程，符合资源勘探开发区的要求。因此，调整井项目符合全国海洋主体功能区规划要求。

5.2 环境敏感目标分布

调整井项目附近海域有海洋保护区、农渔业区和产卵场等环境敏感区，无海洋生态红线区，周边海域环境敏感目标见表 5-1 和图 5-3。

调整井项目位于粤西外海区蓝圆鲈产卵场和粤西外海区鲈鱼产卵场内，距海南岛以东近海绯鲤产卵场和南海北部黄鲷产卵场距离分别约为 17.9km 和 13.6km。上述为需重点保护的环境敏感目标。调整井项目距离其他环境敏感目标最近距离均在 24km 以上，调整井项目的建设和生产会对产卵场产生局部轻微影响；正常生产情况下，不会对其它环境敏感目标产生影响。

溢油情况下的环境保护目标为工程设施周围的自然保护区、度假旅游区、养殖区和产卵场等环境敏感目标，本工程应加强风险防范措施，以避免对自然保护区等造成影响。

表 5-1 主要环境敏感目标分布

类型	敏感目标名称	距平台设施最短距离(km)及方位	关注时间
海洋保护区	七洲列岛海洋保护区	83/西北	-
	铜鼓岭海洋保护区	99/西北	-
	文昌麒麟菜海洋保护区	119/西	-
	琼海市麒麟菜海洋保护区	131/西南	-
农渔业区	海南岛近海农渔业区	64/西北	-
	海南岛外海农渔业区	11/西	-
产卵场	粤西外海区蓝圆鲈产卵场	包含	产卵期 4 月~6 月
	粤西外海区鲈鱼产卵场	包含	产卵期 1 月~6 月
	南海北部黄鲷产卵场	13.6/北	产卵期 11 月~翌年 3 月
	海南岛以东近海绯鲤产卵场	17.9/西南	产卵期 3 月~6 月
	珠江口—粤西外海绯鲤类产卵场	24.6/北	产卵期 3~6 月
	南海北部金线鱼产卵场	24.5/北	产卵期 3 月~8 月
	南海北部短尾大眼鲷产卵场	30.5/西北	产卵期 4 月~7 月
	海南以东近海脂眼鲱产卵场	75.3/西	产卵期 5 月~8 月
	海南省东部幼鱼幼虾保护区	111.1/东	保护期 3 月 1 日至 6 月 15 日

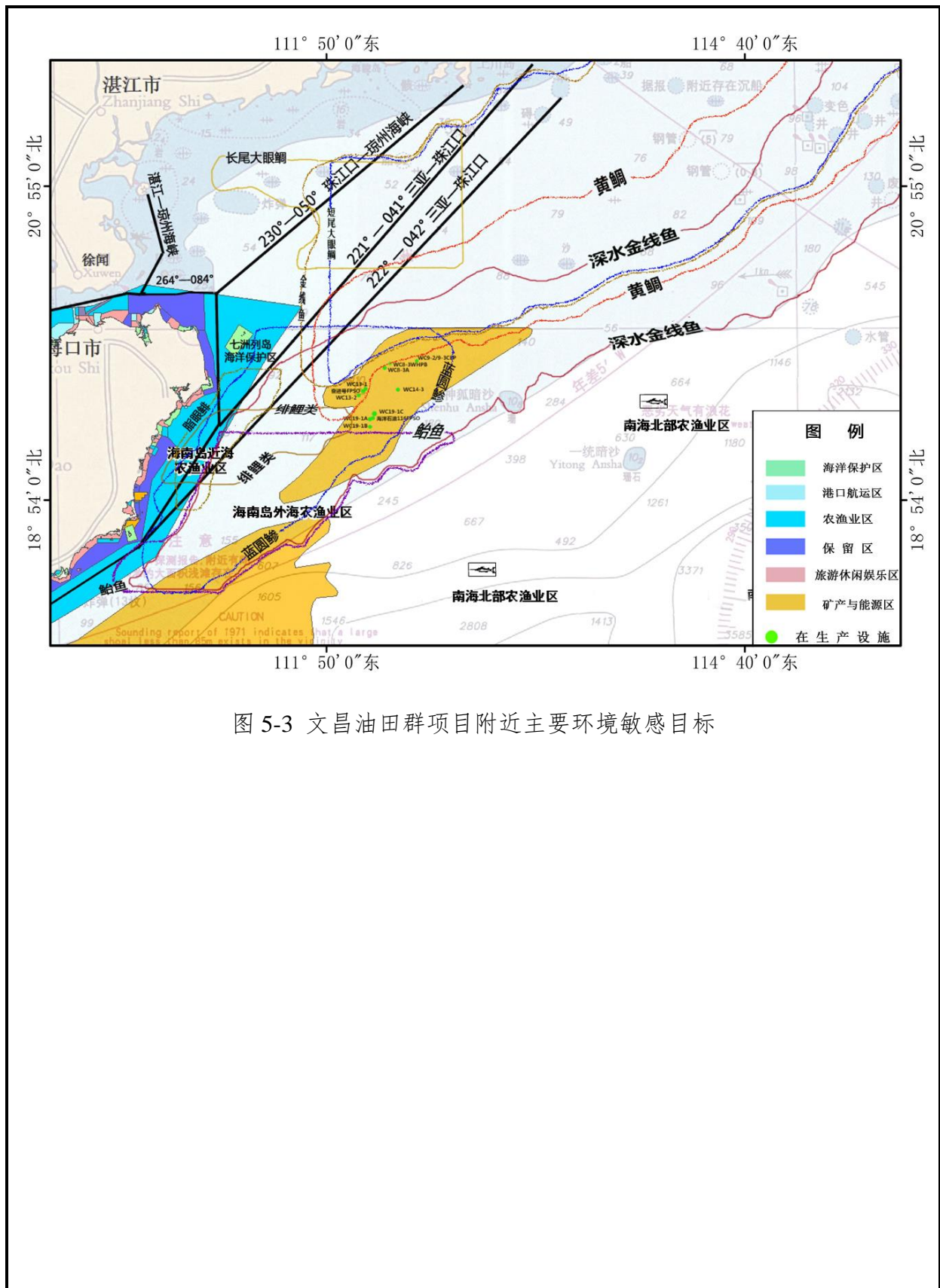


图 5-3 文昌油田群项目附近主要环境敏感目标

6 环境影响预测分析与评价

6.1 钻完井阶段环境影响分析

6.1.1 钻井液和钻屑对水质和沉积物的影响

本次调整井项目钻完井阶段对水质和沉积物的环境影响采用类比分析法。类比已批复的《文昌19-1油田调整井及文昌19-1N/8-3E油田产能释放项目环境影响报告书》（附件2）中WC19-1WHPA平台调整井钻井液、钻屑排放的预测结果。钻井液钻屑排放影响范围与水深、潮汐类型及排放源强有关，本次调整井项目也涉及WC19-1WHPA平台，且其他调整井所在平台距离WC19-1WHPA平台较近，具有可类比性，现将本调整井项目与文昌19-1油田调整井及文昌19-1N/8-3E油田产能释放项目类比条件列于表6-1。

表6-1 本调整井项目与文昌19-1油田调整井及文昌19-1N/8-3E油田产能释放项目类比条件

类比条件	文昌19-1油田调整井及文昌19-1N/8-3E油田产能释放项目	本次文昌调整井项目
钻井液、钻屑排放点	WC19-1WHPA平台	WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC15-1WHPA、WC13-6WHPA
水深	110~150m	110~150m
潮汐类型	不正规全日潮	不正规全日潮
钻井液源强	35m ³ /h	34m ³ /h
钻屑源强	10.05m ³ /d(2.51m ³ /h, 4小时排放, 一个批次, 钻屑量542m ³)	涉及7个平台9个批次。 各平台各批次平均排放速率最大为8.45m ³ /d, 其中WC13-6-A13S1和WC19-1-A9H1井12-1/4"井段平均日进尺500m, 最大排放速率61m ³ /d(2.54m ³ /h, 24小时排放), 对应排放量分别为168m ³ 和99m ³ , 其余井8-1/2"井段平均日进尺430m, 最大排放速率26m ³ /d(1.08m ³ /h, 24小时排放), 排放量最大为316m ³ 。

从表中可见，本调整井项目与类比工程距离较近，水深相同，潮汐类型相同，具有相同的水文动力条件；钻井液排放速率小于类比工程，钻屑排放源强除

WC13-6-A13S1 和 WC19-1-A9H1 井 12-1/4”井段最大小时排海速率 (2.54m³/h) 略大于类比工程 (2.51m³/h) 外, 各平台各批次钻屑排海量及排放速率均小于类比工程, 且 WC13-6-A13S1 和 WC19-1-A9H1 井 12-1/4”井段钻屑排海总量仅为类比工程的 1/3, 因此本调整井项目钻井液、钻屑排放影响范围不会超过类比工程预测的结果, 下面引用类比工程预测的结果分析本调整井项目对海洋环境的影响。

类比工程钻井液、钻屑排放点位于 WC19-1WHPA 平台, 其钻井液排放源强按一次性排放 251m³、持续排放 7.2h 考虑, 排放速率为 35m³/h; 钻屑排放源强为 542m³, 排放速率为 10.05m³/d 进行预测, 其对周围海域影响结论如下:

钻井液对水质的影响主要在表层 (海面至10m) 主流向上, 超一类包络面积为 0.849km², 离排放点的最大距离为0.75km, 停止排放恢复到一类水质所需最大时间为10.5h, 超三、四类水质海域的包络面积最大为0.079km²和0.024km², 相对较小。

钻屑对水质的影响主要在平台周围, 超一类包络面积约为0.281km², 离排放点的最大距离为0.40km, 停止排放恢复到一类水质最大时间为4.5h, 超三、四类包络面积为0.021km²和0.004km²。钻屑覆盖厚度不小于2cm的区域面积为0.011km², 离排放点最大距离约0.17km, 此外, 钻屑覆盖层距钻井20m处最大厚度超过10cm, 距钻井30m处最大厚度约为5cm左右, 50m处最大厚度约为2.0cm, 80m处最大厚度约为1.2cm, 100m处最大厚度约为0.5mm。

表6-2 类比工程WC19-1WHPA平台排放钻井液预测结果 (表层)

排放位置	超一类水质包络面积 (km ²)	超三类水质包络面积 (km ²)	超四类水质包络面积 (km ²)	超一类水质最大距离 (km)	恢复到一类水质所需时间 (h)
WC19-1WHPA 平台	0.849	0.079	0.024	0.75	10.5

表6-3 类比工程WC19-1WHPA平台钻井液浓度区间面积 (表层)

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
总包络面积 (km ²)	0.587	0.113	0.070	0.079

表6-4 类比工程WC19-1WHPA平台钻屑高潮时排放预测结果

	超一类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km ²)
海面以下	0.281	0.021	0.004	0.40	4.5	0.011

0-10m						
海面以下 10-20m	0.001	/	/			
海面 20m 以下	/	/	/			

表6-5 类比工程WC19-1WHPA平台排放钻屑浓度区间面积 (km²)

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
海面以下 0-10m	0.182	0.061	0.018	0.021
海面以下 10-20m	0.001	/	/	/
海面 20m 以下	/	/	/	/

本次调整井项目钻完井阶段各平台各批次钻井液一次性最大排放量范围为0 m³~288m³，排放速率最大为34m³/h，一次性最大排放速率小于类比工程环评报告中的钻井液一次性最大排放速率35m³/h，钻井液一次性最大排放量仅WC8-3-A5H1 (256m³)、WC19-1-A9H1(288m³)、WC19-1-A2S1(264m³)、WC19-1-A13S1(259m³)略大于类比工程 (251m³) 外，各平台钻井液一次性最大排放量均小于类比工程；钻屑排放源强除WC13-6-A13S1和WC19-1-A9H1井12-1/4”井段最大小时排海速率 (2.54m³/h) 略大于类比工程 (2.51m³/h) 外，各平台各批次钻屑排海量及排放速率均小于类比工程，且WC13-6-A13S1和WC19-1-A9H1井12-1/4”井段钻屑排海总量仅为类比工程的1/3，其环境影响不会超出上述预测值。

因此，本调整井工程排放的钻井液、钻屑对海域影响的最大面积和最大距离及整个海域恢复到一类水质所需要的时间不会超过类比工程；对沉积物环境的影响范围和程度不会超过类比工程。

6.1.2 施工期生活污水影响分析

本次调整井项目7个平台钻完井期间生活污水排放量为17223.5m³，各平台生活污水排放速率均为33.3m³/d，采用数值模拟方法对生活污水排放后COD浓度进行预测，计算方程如下：

a. 物质输运方程：

浓度预测是在三维水动力模型的基础上，利用对流扩散模型计算排放后的浓度场。对流扩散方程如下：

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial uC}{\partial x} + \frac{\partial vC}{\partial y} + \frac{\partial wC}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_v \frac{\partial C}{\partial z} \right) - K_p C + C_s S$$

式中：C 为污染物浓度 (mg/L)；Kp 为污染物降解系数 (1/s)；Cs 为污染物排放源浓度 (mg/L)；S 为污染物排放源强 (1/s)；Dh、Dv 分别为污染物水平和垂向扩散系数。

b. 边界条件和初始条件

闭边界 (陆地边界)：

$$\frac{\partial C}{\partial n} = 0$$

n 为闭边界的法线方向。即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

在浓度预测初始条件为背景浓度值。

根据工程海域环境质量现状调查结果，表层 COD_{Mn} 背景浓度值平均为 0.24mg/L。值得注意的是污水 COD_{Cr} 采用铬法测定，海水 COD 采用锰法测定，因此存在 COD_{Cr} 与 COD_{Mn} 之间的转换关系。大量实验表明，二者之间有 COD_{Mn}=1/3COD_{Cr} 的关系。

本次预测按照钻完井期间源强 (排放速率为 33.3m³/d) 进行计算，预测结果见表 6-6。

表6-6 文昌油田群各平台调整井施工期生活污水排放COD浓度预测结果

	超一类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一类最大距离 (m)
高潮时排放	0.001	0.001	0.001	<50
落潮时排放	0.001	0.001	0.001	<50
低潮时排放	0.001	0.001	0.001	<50
涨潮时排放	0.001	0.001	0.001	<50

由预测结果可以看出，由于生活污水排放量较小，无论何时排放 COD 均无超一类面积，其影响仅限于一个计算网格 (50m) 之内，生活污水排放对海洋环境的影响轻微，不会明显影响工程海域的海水水质。

6.1.3 钻井液和钻屑对浮游动植物的影响

本工程在建设阶段所产生的钻井液和钻屑，使平台周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，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；进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，影响浮游动物的生长和繁殖。

根据类比分析结果，钻井液排放造成超一（二）类水质海域的包络线面积最大不会超过 0.849km^2 ，离排放点的最大距离不会超过 0.75km ；钻屑排放造成超一（二）类水质海域的最大外包络线面积不会超过 0.281km^2 ，离排放点的最大距离不会超过 0.40km 。在上述超标海域对浮游动植物有一定影响，但这种影响是短时期的，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，可恢复浮游动植物的正常生存环境。

6.1.4 钻井液和钻屑对生物生态和渔业资源的影响

本工程在建设阶段所产生的钻井液和钻屑，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。短期内影响水体中初级生产力和浮游植物的生长与繁殖。水域悬浮物含量超标对海洋生物的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。因此对鱼类生物的生长产生一定的负面影响，但不会对渔场活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。

在正常生产情况下，钻完井阶段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浮游植物、卵子、幼虫、幼体及底栖生物可能产生一定影响。对于成体鱼类和无脊椎动物类群，因它们对异常环境具有回避行为，对其产生的影响较小。由于游泳动物的回避反应，可能会使平台附近海域的游泳动物量、群落组成产生变化，且这种不利影响仅局限于中上层海水环境，对底栖生物一般不会造成明显的不利影响。

依据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）中的评估方法，污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。本调整井工程施工期间的钻井液排放按一次性平均受损量评估，钻屑排放按持续性损害计算。具体计算公式如下：

a. 一次性平均受损量评估

当污染物浓度增量超过《渔业水质标准》（同《海水水质标准》第一类标准）标准值时，其损害按以下公式计算：

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

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/平方米、个/平方米或千克/平方米（kg/km²）；

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方米（km²）；

K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；生物资源损失率取值参见该标准附录 B；

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

b. 持续性损害受损量评估

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15 天时，应计算生物资源的累计损害量。

计算以年为单位的生物资源的累计损害量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i ——第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

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

本调整井工程累计作业时间为 518 天，其中 WC8-3WHPA 平台计划分二批次作业，第一批次钻完井作业时间为 29 天（ T 取值为 1.9 个周期），第二批次钻完井作业时间为 58 天（ T 取值为 3.9 个周期），两个批次间隔约 1 年 3 个月；WC8-3WHPB 平台钻完井作业时间为 58 天， T 取值为 3.9 个周期；WC15-1WHPA 平台钻完井作业时间为 87 天， T 取值为 5.8 个周期；WC13-6WHPA 平台钻完井作业时间为 29 天， T 取值为 1.9 个周期；WC19-1WHPA 平台计划分两个批次作业，第一批次钻完井作业时间为 58 天（ T 取值为 3.9 个周期），第二批次钻完井作业时间为 86 天（ T 取值为 5.7 个周期），两个批次间隔约 8 个月；WC19-1WHPB 平台钻完井作业时间为 87 天， T 取值为 5.8 个周期；WC19-1WHPC 平台钻完井作业

时间为 26 天，T 取值为 1.7 个周期。

c. 鱼卵仔稚鱼的损失量换算

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），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。

d. 各类生物的损失率

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），本节在计算时采用的生物损失率见表 6-7。

表 6-7 渔业资源损失率

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

e. 渔业资源密度

根据 2015 年 4 月、5 月渔业资源调查结果，工程海域鱼卵平均密度为 0.0199 粒/ m^3 ，仔稚鱼平均密度为 0.2039 尾/ m^3 ，游泳动物资源密度 672.93kg/ km^2 （其中鱼类平均资源密度为 439.94 kg/ km^2 ，头足类平均资源密度为 211.19kg/ km^2 ，甲壳类平均资源密度为 23.80kg/ km^2 ）；根据 2014 年 10 月现状调查结果，工程海域底栖生物密度为 4.71g/ m^2 。

f. 生物资源损失计算结果

根据 6.1.1 节预测结果，各平台钻井液、钻屑排放造成的悬浮沙超标面积主要在表层（海面以下 10m 左右），据此估算文昌油田群调整井工程钻井液排放导致悬浮泥沙超标的面积及造成的渔业资源损失量；文昌油田群调整井工程各平台钻屑排放造成的底栖生物损失，按钻屑覆盖厚度 2cm 以上的范围内底栖生物死亡率 100% 估算。本调整井工程海洋生物资源损失结果见表 6-8~表 6-10。

表 6-8 文昌油田群 7 个平台调整井工程钻屑排放造成底栖生物损失量（9 个批次）

底栖生物密度 (g/ m^2)	覆盖厚度 > 2cm		损失量(kg)
	面积(km^2)	损失率%	
4.71	0.011×9	100	466.74

表 6-9 文昌油田群 7 个平台调整井工程钻井液排放造成渔业资源损失量

资源	面积 (km ²)	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	>100mg/L	小计
		0.587×7	0.113×7	0.070×7	0.079×7	
鱼卵	密度 (粒/m ³)	0.0199	0.0199	0.0199	0.0199	0.141
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 粒)	0.041	0.016	0.029	0.055	
仔鱼	密度 (尾/m ³)	0.2039	0.2039	0.2039	0.2039	1.444
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.419	0.161	0.300	0.564	
游泳动物	密度(t/km ²)	0.673	0.673	0.673	0.673	0.215
	损失率	1%	5%	15%	30%	
	损失量(t)	0.028	0.027	0.049	0.112	

表 6-10 文昌油田群 7 个平台调整井工程钻屑排放造成渔业资源损失量

资源	面积 (km ²)	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	>100mg/L	损失量 (9 个批次共 34.5 个周期)
		0.096	0.045	0.037	0.032	
鱼卵	密度 (粒/m ³)	0.0199	0.0199	0.0199	0.0199	0.25
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.001	0.001	0.002	0.003	
仔鱼	密度 (尾/m ³)	0.2039	0.2039	0.2039	0.2039	2.561
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.010	0.009	0.023	0.033	
游泳动物	密度(t/km ²)	0.673	0.673	0.673	0.673	0.426
	损失率	1%	5%	15%	30%	
	损失量(t)	0.001	0.002	0.004	0.006	

根据 6.1.1 节的类比分析结果可知,文昌油田群调整井工程各平台的钻井液、钻屑排放对周围海水水质的影响面积不会超过《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》中 WC19-1WHPA 平台排放钻井液、钻屑的预测结果,因此本次调整井工程各平台钻井液和钻屑排放所造成的鱼卵损失量 $\leq 39.1 \times 10^4$ 粒,仔稚鱼损失量 $\leq 400.5 \times 10^4$ 尾,游泳动物损失量 $\leq 0.641t$,底栖生物损失量 $\leq 466.74kg$ 。

6.2 生产阶段环境影响分析

在生产阶段,本调整井项目主要是含油生产水、生活污水排放对海洋水质、生物生态和渔业资源的影响以及对敏感目标的影响。其中生活污水排放量较小,对海

洋水质环境的影响主要集中在平台周围，COD 叠加背景值后的超标面积和距离都较小，仅限于排放点所在网格内，即影响范围在一个计算网格（50m）范围之内。此外，值班船会间断排放少量处理达标的机舱含油污水，但排放量较小，对海洋水质环境影响不大，且本项目投产后不增加平台定员、不增加值班船舶，生活污水、机舱含油污水排放量均不增加。

6.2.1 含油生产水对水质的影响

根据已通过批复的《文昌19-1油田调整井及文昌19-1N/8-3E油田产能释放项目环境影响报告书》中“海洋石油116号”FPSO含油生产水排放的预测结果，FPSO在含油生产水排放源强为18000m³/d，含油生产水预测排放浓度为45mg/L情况下，生产水排放石油类超一（二）类海水水质海域的最大影响面积约为1.131km²；离排放点的最大距离为0.85km，超标水域主要在表层。另外WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPD、WC8-3WHPB平台4个排放点的排放源强远小于18000m³/d，其影响范围相对较小

本次调整井投产后，文昌油田群各含油生产水排放点的排放量均不超过上述预测源强，因此本次调整井项目投产后文昌油田群各排放点含油生产水排放的影响范围不会超过类比工程报告的预测结果。

6.2.2 含油生产水排放对生物生态和渔业资源的影响

在生产运营期间，距“海洋石油 116 号”FPSO 及平台排放点周围 1.131km² 范围以内的海域可能会遭受长期排放的慢性影响，其表层海水的石油烃浓度有可能超过对鱼卵、仔稚鱼的安全浓度，将对鱼卵、仔稚鱼产生一定影响。但油田正常排污的影响范围很小。另一方面，由于成龄鱼类对高浓度的含油水体具有回避能力，因此油田正常作业情况下的排放对其不会造成明显的危害，不至于改变目前鱼类的洄游、索饵路线，从而导致渔场的破坏。但在石油类浓度超标的水域内，石油类将会对海洋生物造成一定损害。

调整井投产后，生产水最大排放量未超过原处理能力，对海水水质的影响范围不变，对生物生态和渔业资源的影响不会加重。

6.2.3 含油生产水排放对敏感目标的影响

根据数值预测结果，文昌油田群含油生产水排放超一（二）类水质海域最大距

离为 0.85km。生产水排放仅对混合区内的海洋生物有一定的影响，“海洋石油 116”FPSO 超一类最大影响距离 0.85km，另外 3 个排放点影响范围相对较小。项目在开发建设和生产运营期间对粤西外海区蓝圆鲹产卵场和鲈鱼产卵场有一定影响，已批复的文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目建设和运营期间造成的海洋生物资源损失将通过增殖放流等方式进行补偿。正常生产情况下对其它环境敏感目标基本无影响。

6.3 溢油事故风险分析

6.3.1 风险识别

文昌油田群调整井项目将采用平台修井机/模块钻机（WC13-6WHPA采用模块钻机，其他平台采用修井机）进行钻完井作业。参加钻完井作业的设备除平台修井机外还有供应船、值班船和直升机。在此阶段有可能导致溢油的事故包括井喷、平台火灾和爆炸，以及作业船舶和飞机的燃料油泄漏等。

a. 井喷

在钻完井阶段，存在发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井使用的钻井液比重失调以及防喷措施不当时，首先出现井涌现象，一旦控制不当，将有大量原油和天然气物质喷出，引发井喷。井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围海域环境产生严重威胁。

b. 平台火灾、爆炸

生产阶段，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，可能造成原油泄漏入海。

c. 船舶碰撞与直升机坠落

在生产阶段，主要有供应船、直升机进行人员、物质的运送和供给，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，直升机运输中可能由于设备故障、人员误操作等原因造成坠落，从而导致原油泄漏。

d. 海底管线和立管泄漏

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。

e.地质性溢油事故

文昌油田群调整井项目油田采用电潜泵采油，不进行注水，因此避免了因不恰当注入造成储层压力高压异常，进而引发地质性油气泄漏事故的可能，但在油田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

6.3.2 溢油事故概率

由于海上油气田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，这里仅结合文昌油田群调整井项目特点，对部分溢油事故概率进行事故概率估算。

a. 井涌或井喷

《风险评估数据指南》（2010）统计了1980~2005年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井的井喷概率见表6-11。

表 6-11 常规油井井涌和井喷事故概率

作业阶段	事故概率	
	井喷	单位
钻井	4.8×10^{-5}	次/每钻一口井
生产	2.6×10^{-6}	次/(井·a)

本次调整井项目共钻17口调整井，钻井阶段和生产阶段发生井涌、井喷的概率见表6-12。

表 6-12 本次调整井项目井喷事故概率

工程	钻井数	钻井阶段事故概率		生产阶段事故概率	
		井涌（次）	井喷（次）	井涌（次/a）	井喷（次/a）
文昌油田群调整井项目	17	6.63×10^{-3}	8.16×10^{-4}	4.9×10^{-5}	4.42×10^{-5}

由上表可见，文昌油田群调整井项目钻井阶段发生井涌和井喷事故的概率分别为 6.63×10^{-3} 次和 8.16×10^{-4} 次；生产阶段发生井喷事故的概率分别为 4.9×10^{-5} 次/a和 4.42×10^{-5} 次/a。本项目钻完井期间发生井喷的概率较低，通过采取合理的钻井液密度和井控措施，可尽量避免发生井涌和井喷。

b. 平台火灾、爆炸

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

油气传输区： 3×10^{-4} 次/a

油气处理区： 4×10^{-3} 次/a

储油区： 2×10^{-3} 次/a

本项目涉及的 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC15-1WHPA、WC13-6WHPA 平台均为井口平台，上述平台均设有油气传输设施及配套公用设施、消防系统及开闭排系统等，不设置油气处理设施及储油装置。据此平台上发生火灾事故的概率为 3×10^{-4} 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，各井口平台火灾引起的溢油事故概率小于 3×10^{-5} 次/a。“海洋石油 116”FPSO 设置油气处理设施、储油装置等，据此 FPSO 上发生火灾事故的概率为 6×10^{-3} 次/a。由火灾引起的溢油事故概率小于 6×10^{-4} 次/a。

c. 船舶碰撞事故

平台附近主要有拖轮、值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 6-13。

本工程中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，引发溢油事故的概率将更小。

表 6-13 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率（世界范围）	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
文昌油田群船舶	8.8×10^{-5} 次/a	0.17	26%	3.9×10^{-6} 次/a
航船	2.5×10^{-5} 次/a	0.17	26%	1.1×10^{-6} 次/a

d. 海底管线溢油事故

本次海底管线溢油事故概率以《国际油气生产商协会 OGP（International Association of Oil & Gas Producers）风险评估数据目录》（2010 年 3 月）为依据进行分析，中海石油（中国）有限公司是其主要成员之一。该风险评估数据对石油开采过程中海管/立管管道泄漏等事故概率进行了统计分析。该数据主要基于挪威科

学和工业研究基金会 (SINTEF)、挪威船级社 (Det Norske Veritas) 等机构统计和收集的数据, 不同事故类型的概率基于不同的机构和数据进行分析和统计。海底管线泄漏等事故概率数据详见表 6-14。本次调整井工程未新增海底管线。鉴于文昌油田群现有海底混输管道中, 仅 WC8-3WHPB 平台至 WC8-3WHPA 平台之间为 2 条并行的海底混输管道 (长约 5.1km 的 10" 双层保温海底混输管道), 且本次调整井项目 17 口井中有 5 口井将依托 WC8-3WHPB 平台至 WC8-3WHPA 平台的海底混输管道, 发生风险概率较大, 因此以该管道计算事故概率。以平台周围 500m 范围内作为安全区, 由此估算该海管发生泄漏事故的概率约为 2.8×10^{-3} 次/a, 立管发生泄漏事故的概率约为 1.8×10^{-3} 次/a, 海管发生泄漏事故的概率以 2.8×10^{-3} 次/a 计。

表 6-14 海底管线泄漏等事故概率

管道	类别	频率	单位
海底管线 (开阔海域)	井流管线, 以及输送未处理流体的小管线。	5.0×10^{-4}	次/(km·a)
	输送处理后的油气, 管径 $\leq 24"$	5.1×10^{-5}	次/(km·a)
	输送处理后的油气, 管径 $> 24"$	1.4×10^{-5}	次/(km·a)
海底管线 (平台周围安全区内, 500m 内)	管径 $\leq 16"$	7.9×10^{-4}	次/a
	管径 $> 16"$	1.9×10^{-4}	次/a
立管	钢管管径 $\leq 16"$	9.1×10^{-4}	次/a
	钢管管径 $> 16"$	1.2×10^{-4}	次/a
	软管	6.0×10^{-3}	次/a

e. 地质性溢油事故

● 区域构造特征

文昌油田群构造是在基底隆起的基础上发育的低幅披覆背斜构造。珠江组构造完整平缓, 具有圈闭面积大, 闭合幅度小的特点; 各构造圈闭有一个高点, 但构造轴向不一致 (文昌 19-1 构造轴向为 NE (NNE) -SW (SSW), 文昌 15-1、文昌 8-3 构造轴向为 E-W, 文昌 14-3 构造轴向为 N-S, 文昌 8-3 构造东块轴向为 NNW- SSE)。珠海组受断层影响较大, 构造的形成、油气聚集成藏多与断裂活动有关; 构造较陡, 具有圈闭面积小, 闭合幅度大的特点; 各构造圈闭有一个或两个高点, 构造轴向不一致 (文昌 19-1 构造轴向为 NNE-SSW, 文昌 14-3 构造轴向为 N-S, 文昌 8-3 构造轴向为 E-W)。

● 储层盖合

珠三坳陷存在三套烃源岩: 文昌组湖相泥岩, 恩平组河沼相煤系地层及湖相泥

岩、珠海组和珠江组浅海相泥岩。

珠三拗陷主要发育文昌组湖相以生油为主烃源岩。储层主要分布在珠海组二段，其储盖组合其一主要为珠海组二段的砂岩和海组一段泥岩；其二是珠江组一段下部的泥岩与珠江组二段的砂岩组合；以文昌组湖相烷烃型源岩为油源，通过断层、基底不整合面，以及层层超覆的珠海组海相砂岩层为主要运移通道的“下生上储”的组合类型。

文昌 19-1 油田所在的文昌 B 凹陷发育了两套区域性盖层，珠江组一段下部的泥岩和珠海组一段的泥岩。珠江组一段底部发育近 30m 的浅海相“龟背”泥岩，全区稳定分布、封闭能力强，为区域性盖层。珠海组一段地层，该段以泥岩为主，钻厚 30m~319m，横向上稳定分布，封闭性好；文昌 8-3 油田储层位于新近系珠江组及古近系珠海组一段，珠江组一段底部发育发育近 40m 的浅海相“龟背”泥岩，全区稳定分布、封闭能力强；韩江组上部大套稳定泥岩，横向上稳定分布，封闭性好；文昌 15-1 油田储层位于新近系珠江组一段，珠江组一段上部以及韩江组均发育多套稳定泥岩，分布稳定，封闭性好。

总之，各油田盖层发育，横向稳定，封闭性好，为防止地质溢油风险提供了良好的地质基础。

● 断层分布

文昌油田群所有断层均为正断层。珠江组含油范围内断层不发育，因受同一应力场作用，断层走向与构造轴向接近（主要体现在文昌 19-1 油田）。在平面上，断层呈雁行式排列，延伸长度短，水平断距小。在垂向上，断层直，倾角大，垂直断距小，同一倾向的断层彼此接近于平行。珠海组含油范围内断层较为发育，主断层断距大，延伸较长，对珠海组的油水分布具有控制作用（主要体现在文昌 19-1 油田 ZH2 I 油组）。

文昌 19-1 油田主体区断层均为正断层，其断层走向主要有三组：近 N-S 走向至 NNE-SSW 走向的断层、NEE-SWW 走向至近 E-W 走向的断层、NWW-SEE 走向至 NW-SE 走向的断层。从断层的规模和对构造的控制作用来看，油田范围内共有四条主要断层：F1 断层断距小，延伸不长，但对珠江组的油水分布有一定控制作用；F2 断层为构造内的断层，该断层断距小，延伸短，基本不影响珠江组的油层分布；F3 断层与珠三南断裂的倾向相反，该断层断距较大，延伸不长，但对珠海组的油水分布具有控制作用；F4 断层也是构造内的断层，该断层断距大，延伸短，但是对珠海组的油水分布具有控制作用。各主要断层的要素详见表 6-15。

表 6-15 文昌 19-1 油田断层要素表

区块	断层编号	断层名称	断层性质	目的层断距(m)	断层走向	延伸长度(m)	钻遇井号
主体区	1	F1	正断层	<50	NWW-SEE	4.3	WC19-1M-1
	2	F2	正断层	<40	NWW-SEE	2.2	—
	3	F3	正断层	<70	S-N	>3.0	WC19-1-4
	4	F4	正断层	<100	W-E	1.0	WC19-1-2、B4Sa
北块	1	F1	正断层	>1000	NE-SW	>13	—
	2	F2	正断层	0150	NWW-SEE	>8	—
	3	F3	正断层	0~200	NWW-SEE	7.0	—
	4	F4	正断层	0~120	E-W	5.5	—
	5	F5	正断层	0~80	E-W	5.7	—
	6	F6	正断层	0~65	E-W	3.3	C1H1、C2H1
	7	F7	正断层	0~40	NEE -SWW	1.2	WC19-1N-1、C2H1
	8	F8	正断层	0~50	NEE -SWW	2.3	—
	9	F9	正断层	0~50	NEE -SWW	2.6	—
	10	F10	正断层	0~6	NEE -SSW	0.7	—
	11	F11	正断层	0~24	NEE -SSW	0.7	—
	12	F12	正断层	0~40	NEE -SSW	1.2	C5H、C6H
	13	F13	正断层	0~34	NEE -SSW	0.9	C5H、C6H
	14	F14	正断层	0~20	NE-SW	0.4	—

北区块断层较为复杂，均属于正断层，大致可分为三类：

一类：珠三南大断裂（F1）和与之相关的小断层（F10、F11、F12、F13），走向是 NE 至 NNE 向，与区域构造走向一致，其中珠三南大断裂属于生长型断层，与之相关的小断层就是珠海组沉积过程中南大断裂持续活动产生的，且 F10、F11 小断层是受到沉积逆牵引作用造成断裂反向；

二类：断陷阶段产生的层间断层（F6、F7、F8、F9、F14），断距中等，近 EW 至 NE 走向，仅发育在珠海组及恩平组；

三类：裂后热沉降阶段形成的断裂（F2~F5），NWW 或近 E-W 走向，断裂从恩平组之下断到珠海组之上，直至达粤海组，断距普遍较大，属于新断层。各主要断层的要素详见表 4。其中珠三南大断裂下盘为神狐隆起，是古老的基岩地层，配合上覆地层有较厚的泥岩，形成对油气具有良好的封堵作用，并且其本身还是油气运移的主通道；而断层 F6 断距较大，造成 F6 上升盘砂岩与下降盘泥岩对接，从而起到对油气封堵作用。

文昌 8-3 油田范围内所有断层均为正断层，断层走向主要有三组：NNW-SSE

走向的断层（断层 F8 和 F9）、NNE-SSW 走向的断层（断层 F6）和近 W-E 走向的断层（断层 F7、F10、F11 和 F12）。从断层的规模和对构造的控制作用来看，构造范围内共有七条主要断层：F6 断层断距较大、延伸长，F7 断层断距大、延伸长，F8 断层断距较大、延伸长度短，这三条断层对该区北部构造形态起控制作用；F9 断层和 F10 断层断距大，延伸长，对构造的形成有控制作用，为本构造的南翼边界断层。文昌 15-1 构造发育有多条近东西走向的断层，所有断层都是正断层，断距小。位于两个高点之间、北东东走向的主断层对 ZJ1IV 油组的含油范围起控制作用，该断层延伸距离较长，约 8 公里，其余小断层的延伸距离都小于 2 公里。

文昌油田群所有断层均为正断层，断层具有如下特征：

①所有断层都是正断层，珠江组含油范围内断层不发育，因受同一应力场作用，断层走向与构造轴向接近（主要体现在文昌 19-1 油田）。

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

③珠海组含油范围内断层较为发育，主断层断距大，延伸较长，对珠海组的油水分布具有控制作用（主要体现在文昌 19-1 油田 ZH₂ I 油组）。

文昌油田群各油田的内部断层主要为大断层形成时受张裂运动形成的一系列中小规模的断层，数量较多，但规模均中等偏小，区域内没有直通海底的断层。由于利用天然能量开发油藏开发属于泄压的过程，几乎不存在通过断层溢油的风险。本项目所包括的 17 口调整井均为利用现有平台侧钻的开发井，目标层位多为已钻井区块，未出现溢油情况，因此这 17 口井无断层溢油的风险。

● 地层压力

文昌油田群各油藏有独立的压力系统，表现出油田具有多油水系统的特点，各油藏均为正常的压力、温度系统。且文昌油田群各主力油藏具有独立的油水系统，依靠天然水驱开发，地层能量充足，无注水，开发过程属于降压的过程，溢油风险小。

● 结论

文昌油田群范围内断层均未延伸至海底，油藏为正常压力系统，采用衰竭式开采，无注入作业，由于利用天然能量开发油藏开发属于泄压的过程，从地质方面分析发生油气泄漏事件的概率较低。此外，文昌油田群在生产油田在历年开发过程中均未发现地质溢油现象，而本次调整井多为侧钻井，故溢油风险可控。

6.3.3 溢油影响分析

通过上述风险识别，确定本工程最大可信事故为输油海底管线的泄漏事故，其发生概率在 10^{-3} （次/年）量级。

对于海底管道而言，由于事故发生地点和事故原因的不确定性，溢油量是很难确定的。当海底管道发生局部泄漏事故时，管内压力的突然降低将使平台上的自动应急关断系统启动而迅速关断物流，关断后管道内部分原油还会继续从破损处溢出，但其溢出速率将随着管道内外压差的降低而迅速减小，在管道内外压差达到平衡后管道内的原油仅会在海流和比重作用下而缓慢置换溢出，这时管道内残留的原油的溢出速率是缓慢的。因此可将泄漏管道达到外界压力时的原油泄漏量作为海底管道的风险溢油量。同时一旦发生海底管道泄漏事故，自动控制系统就会启动应急关断系统，如果自动应急关断系统失灵则进行手动关断，且由于在平台上均设置有过程控制系统（用于对工艺及公用设施的运行进行控制）、安全监控系统（包括应急关断和火气监控系统），用于对平台设备及人员安全进行监控和保护。此外还考虑到应急关断时间、海水压力、油水不容、路由区海底平坦以及封堵及时等因素，其溢出量将是有限的。

管道原油泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》中推荐的液体泄漏速率公式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64。

A ——裂口面积， m^2 ；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度。

h ——裂口之上液位高度，m。

假定在 WC8-3WHPB 平台附近的海底管道破裂发生溢油，则根据公式计算得管道溢油量均为 48t，取整按 50t 进行预测。管道中主要为原油，密度按 $0.784g/cm^3$ 考虑，含蜡量按 3.45% 考虑，沥青质量含量按 0.842% 考虑。同时，综合考虑溢油关断、封堵及溢油应急响应时间，考虑溢油持续时间为 4h。

海上一旦发生溢油事故，溢出油漂浮在海面，一方面在风和流作用下向一定方向运移，另一方面，油膜同时不断向四周扩展，使油膜面积增大。本次预测模型综合考虑了风、流、浪等作用的影响，采用“粒子法”模拟溢油在海面的漂移扩散行为。

WC8-3WHPB 平台附近发生溢油后，平均风条件下、极值风条件下溢油油膜漂移轨迹分别见图 6-1、图 6-2。不同风向平均风、极值风条件下的油膜漂移距离、平均速度、抵岸时间、扫海面积等，见表 6-16。

表6-16 不同风况下油膜漂移预测结果

平均风速							
风向	S	SSE	SE	E	ENE	NE	
风速	6.17	5.22	4.87	6.06	7.82	9.09	
漂移距离(km)	60.6	55.9	58.1	68.9	80.9	84.9	
漂移速度(km/h)	0.84	0.78	0.81	0.96	1.12	1.18	
抵岸时间(h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	
扫海面积(km ²)	357.0	317.9	341.3	437.1	526.9	558.2	
残油量 (t)	24h	30.20	30.60	30.60	30.31	29.61	29.32
	48h	24.87	25.20	25.20	24.96	24.39	24.15
	72h	22.00	22.30	22.30	22.09	21.58	21.37
最大风速							
风向	S	SSE	SE	E	ENE	NE	
风速	20.42	21.21	18.39	18.40	19.56	20.59	
漂移距离(km)	160.2	169.3	148.6	151.1	164.3	174.1	
漂移速度(km/h)	2.23	2.35	2.06	2.10	2.28	2.42	
抵岸时间(h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	54	不抵岸	不抵岸	
扫海面积(km ²)	629.4	659.3	850.6	737.1	738.1	893.5	
残油量 (t)	24h	27.40	27.28	27.63	27.52	27.22	27.11
	48h	22.56	22.47	22.75	22.66	22.42	22.32
	72h	19.97	19.88	20.14	20.05	19.84	19.75

由表 6-16 可见，在平均风况下，溢油油膜的漂移速度在 0.78~1.18km/h 之间，平均风况下在 72h 内各风向下油膜均不抵岸；在最大风况下，溢油油膜的漂移速度在 2.06~2.42km/h 之间，最大风况下只有 E 风向下油膜 54h 后抵岸，其余风向均不抵岸。

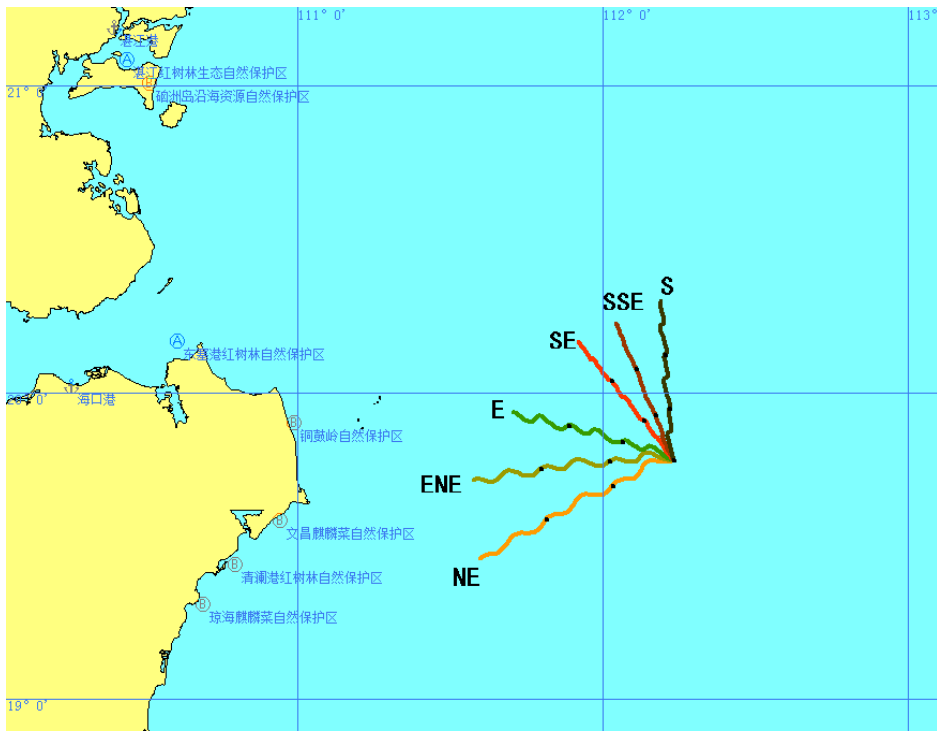


图 6-2 平均风速下溢油轨迹示意图

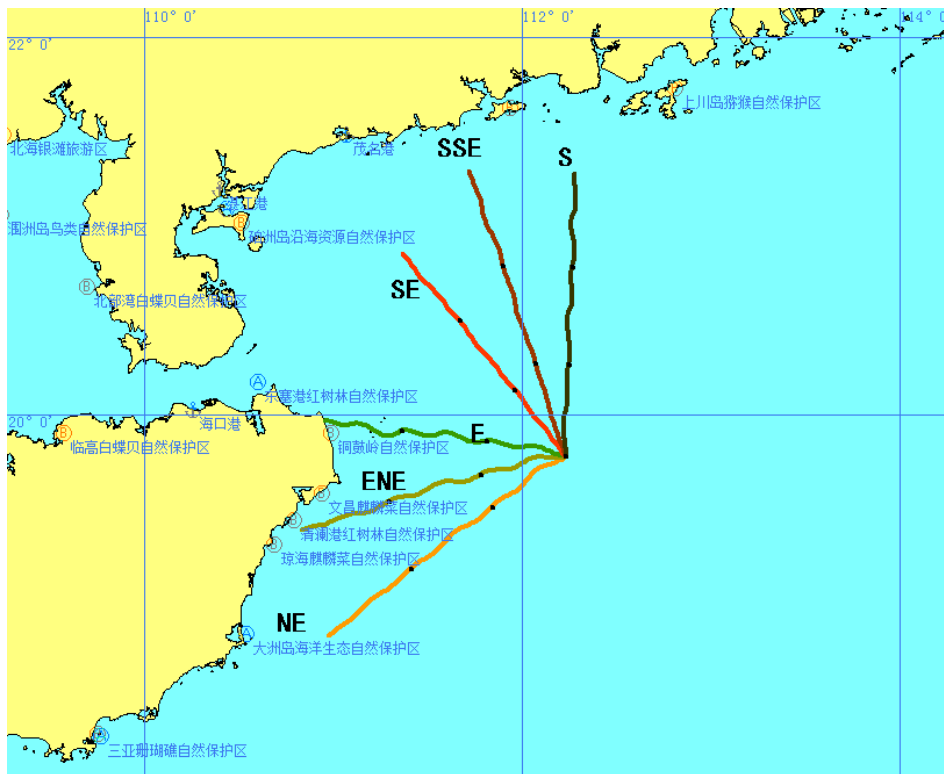


图 6-3 最大风速下溢油轨迹示意图

表6-17 溢油对主要敏感目标的影响

主要功能区	方位	距离 WC8-3WHPB 最短距离 (km)	抵达最短时间 (h)
粤西外海区蓝圆鲹产卵场	包含	包含	/
粤西外海区鲈鱼产卵场	包含	包含	/
文昌市麒麟菜海洋保护区	西南	119	52.2
琼海市麒麟菜海洋保护区	西南	131	57.5
七洲列岛海洋保护区	西北	83	39.5
铜鼓岭海洋保护区	西北	99	47.1
海南岛近海农渔业区	西北	64	30.5
海南岛外海农渔业区	西	11	5.2
南海北部黄鲷产卵场	北	13.6	6.1
海南岛以东近海绯鲤产卵场	西南	17.9	7.9
珠江口—粤西外海绯鲤类产卵场	北	24.6	11.0
南海北部金线鱼产卵场	北	24.5	11.0
南海北部短尾大眼鲷产卵场	西北	30.5	14.5
海南以东近海脂眼鲱产卵场	西	75.3	35.9

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外,在溢油漂移和扩散的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。调整井项目附近海域主要环境敏感目标为海洋保护区、产卵场、渔业资源保护区等。本次模拟选取了项目附近海域主要敏感目标,选取能够抵达这些敏感目标的最不利风向,计算了溢油抵达这些敏感目标的最短时间,详见表 6-17。由于本项目位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场和粤西外海区鲈鱼产卵场内,故无论在何种风向下发生溢油事故,均会对敏感区产生影响,因此应引起足够重视,做好应急响应的准备。

7 环境保护对策措施

7.1 清洁生产措施分析

本项目在建设和生产过程中均采取了清洁生产措施以减少污染物的产生量和危害性，降低对环境的影响程度和范围。

(1) 本次调整井工程投产后，WC19-1WHPA 平台含油生产水最大排放量未超过已批复的总量控制指标；WC19-1WHPB 平台、WC19-1WHPC 平台、WC8-3WHPB 平台及“海洋石油 116”FPSO 含油生产水最大排放量均未超过已批复的总量控制指标。

(2) 钻井作业钻井液：所有钻井液尽量循环使用。符合标准的钻井油层水基钻井液经检验合格后，经所在海区主管部门批准后，达标排海；不达标的全部运回陆地处理。

(3) 钻井作业钻屑：非钻井油层水基钻井液钻屑间歇排海，符合标准的钻井油层水基钻井液钻屑经检验合格后，经所在海区主管部门批准后，达标排海；不达标的全部运回陆地处理。

(4) 生活污水和固体废物：本次调整井工程投产后，文昌油田群生产运行期间生产设施、生产定员等均不增加，因此生活污水和固体废物的排放量均不增加。油田群各平台上，生活污水通过生活污水处理装置处理达标后排海；除食品废弃物以外的生活垃圾和生产垃圾均运回陆地交有资质的单位处理（固废处理合同及资质见附件 7），食品废弃物将粉碎至粒径小于 25mm 后，间断排放。

(5) 生产阶段：在工艺设计方面，文昌油田群生产物流处理均采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的油气水分离技术和设备均为在国内外较为先进和成熟的技术和设备，并在多年生产实践中运行良好；在生产过程方面，设置开式、闭式排放系统，减少油类污染物排放及消除跑、冒、滴、漏；在现场管理方面，对各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理。

7.2 污染物排放总量控制指标

根据已批复的《文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表》（国海环字[2014]364 号），WC19-1WHPA 平台排污混合区范围以 WC19-1WHPA 平台为中心 500 米半径以内的海域，“海洋石油 116”FPSO 排污混合区范围调整为以 FPSO 为中心 850 米半径以内的海域。

根据已批复的《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》，调整改造项目投产后，WC19-1WHPA 平台含油生产水最大排放量保持 3000m³/d 不变，排污混合区范围维持原环评批复的以平台为中心 500 米半径以内海域；文昌 19-1N/8-3E 产能释放项目投产后，WC19-1WHPB 平台、WC8-3WHPB 平台以平台为中心、半径 100 米以内海域为各平台排污混合区，WC19-1WHPC 平台以平台为中心、半径 350 米以内海域为平台排污混合区，WC19-1WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1570m³/d，WC19-1WHPC 平台含油生产水最大排放量控制在 3350m³/d，WC8-3WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1400m³/d；“海洋石油 116”FPSO 最大生产水排放量控制在 17977m³/d，排污混合区范围不变，为以 FPSO 为中心 850 米半径以内的海域。

本次文昌油田群调整井投产后，WC19-1WHPA 平台含油生产水最大排放量仍控制在 3000m³/d，未超过已批复的总量控制指标；WC19-1WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1570m³/d，WC19-1WHPC 平台含油生产水最大排放量控制在 3350m³/d，WC8-3WHPB 平台含油生产水最大排放量控制在 1400m³/d，均不超过已批复的总量控制指标；“海洋石油 116”FPSO 含油生产水最大排放量为 17921m³/d（2025 年），未超过已批复的总量控制指标（“海洋石油 116”FPSO 含油生产水总量为 17977m³/d）。因此，本次调整井项目无需调整排污混合区。

7.3 污染防治对策

工程分析结果表明，文昌油田群调整井项目钻井阶段产生的污染物主要为钻井液、钻屑等；此外还有参加钻完井作业的人员和船舶等设施产生的少量船舶机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。作业者拟采取有效的污染防治措施，确保污染物的排放和处置符合国家、地方相关法规和标准的要求。具体防治措施与对策见表 7-1。

表 7-1 污染防治措施与对策

污染物名称	污染因子	所遵循的排放标准	处理方法
钻井液	悬浮沙 石油类	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008） 海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级（GB18420.1-2009）	非钻井油层水基钻井液一次性排海，符合标准的钻井油层水基钻井液经检验合格后，经所在海区主管部门批准后，达标排海；不达标的全部运回陆地处理。

续表 7-1 污染防治措施与对策

污染物名称	污染因子	所遵循的排放标准	处理方法
钻屑	悬浮沙 石油类		非钻井油层水基钻井液钻屑间歇排海,符合标准的钻井油层水基钻井液钻屑经检验合格后,经所在海区主管部门批准后,达标排海;不达标的全部运回陆地处理。
含油生产水	石油类	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分:分级(GB18420.1-2009)	部分在 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC8-3WHPB 平台上,经处理达标后排海(石油类 $\leq 45\text{mg/L}$),其余部分在“海洋石油 116 号”FPSO 上经处理达标后排海(石油类 $\leq 45\text{mg/L}$)。
生活污水	COD 等	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 《船舶污染物排放标准》(GB3552-83)	施工阶段: 经作业船舶上的生活污水处理装置处理达标(COD $\leq 500\text{mg/L}$)后排海 运营阶段: 在各平台处理达标(COD $\leq 500\text{mg/L}$)后排海
船舶机舱含油污水	石油类	《73/78 防污公约》 《船舶污染物排放标准》(GB3552-83)	经油水分离器处理装置处理,达标后排放($\leq 15\text{mg/L}$)
生活垃圾	食品废弃物	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 《船舶污染物排放标准》(GB3552-83)	粉碎至粒径 $< 25\text{mm}$ 后,间断排放
	食品包装等		运回陆地处理
生产垃圾	废旧器件等	—	运回陆地处理

7.4 生态保护对策措施

针对本工程可能对周边产卵场、索饵场产生的影响,提出如下保护措施:调整井项目将尽量缩短施工期,减轻对渔业资源的影响,并采取有效防止和减轻污染的措施;钻井过程中应严格控制钻屑和钻井液的排放速率,尽量减少钻屑、钻井液排放引起的入海悬浮沙的影响面积,最大限度地减少对海洋生物的影响。

7.5 溢油事故防范与应急措施分析

7.5.1 溢油事故防范措施分析

a. 井喷/井涌事故防范措施

为防止井喷/井涌事故的发生，油田作业者应采取如下措施：

- 严格实施钻完井作业规程；
- 在钻台、泥浆池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；
- 管汇油管强度设计采用较高的安全系数；
- 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；
- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 在开钻之前制定周密的钻完井计划；
- 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，建立健全井控管理系统；
- 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 设置二氧化碳灭火系统，关键场所设手提灭火器；
- 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。

b. 平台火灾、爆炸事故防范措施

为防止平台油气泄漏造成的火灾、爆炸事故的发生，油田作业者应采取如下措施：

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

c. 船舶碰撞事故防范措施

建设阶段的作业船舶应当严格遵守作业规程和海上航行的相关规定，防止发生船舶碰撞事故。

运营期，作业者将制定相应的保护和监测程序，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、雾灯、平台标志牌等。

d. 海底管线泄漏事故防范措施

为防止海底管道泄漏事故的发生，油田作业者应采取如下措施：

- 作业者应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，驱散在安全区域内的渔船，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，重要的生产装置和单元均设置相应的应急关断系统；

- 每年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；

e. 地质性溢油事故防范措施

为了避免发生地质性溢油事故，作业者将从以下方面进一步加强对钻完井作业的管理，预防事故的发生：

- 根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并尽可能避开延伸到海底或接近海底的地质断层；
- 事先识别压力异常地层，合理设计套管程序；
- 管线强度设计采用较高的安全系数；
- 在开钻之前制定周密的钻完井计划，制定有针对性的井控预案，严格实施钻完井作业规程；
- 加强钻时观测，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 作业期间，严格执行《海上钻井作业井控规范》（Q / HS 2028-2010）的相关规定，做好井控预案，发生复杂情况时，严格按照标准进行施工作业，切实保证钻井安全；
- 生产管柱中均下有井下安全阀与封隔器，可以有效地实现地层与地面的隔离，保障在发生事故时井筒的安全，防止发生溢油事故。

f. 其他防范措施

为防止在供应船卸载燃料油时发生输油软管泄漏，作业者应定期对输油软管进行安全检测，对输油软管进行定期保养维护，并制定切实可行的输油作业操作规程，一旦发现输油作业有滴漏现象，应立即停止输油作业，并及时上报，进行应急处理。

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

7.5.2 溢油事故应急措施分析

a. 溢油应急计划

湛江分公司已根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》，编制了《文昌油田群溢油应急计划》并于 2015 年在国家海洋主管部门进行了登记备案。溢油应急计划基本内容包括环境资源状况、溢油与天然气泄漏风险分析、应急程序、事故处理方案和溢油应急能力等。已编制的溢油应急计划适用本次调整井工程，无需进行调整。

b. 溢油应急设备

文昌油田群具有一定的溢油事故处理能力，表7-2列出了文昌油田群配备的溢油应急设施，能够满足处理一般溢油事故的需求。且当发生较大、重大、特别重大溢油事故时，可以有效调用湛江分公司在周边油油田、涠洲终端等的溢油应急设备，见表7-3至表7-7。

表 7-2 文昌油田群溢油应急物资一览表

设备名称	型号	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	600 米	FPSO 货场甲板
充气式围油栏集装箱	WX2000	3 套	FPSO 货场甲板
围油栏动力站	PK1650C	1 套	FPSO 货场甲板
船用喷洒装置	PSB100	1 套	FPSO 货场甲板
围油栏拖头	WQJ2000-00-02	2 套	FPSO 货场甲板
充吸气机	XGB	1 套	FPSO 货场甲板
浮动油囊	FN10	2 套	FPSO 货场甲板
高压蒸汽清洗机	HDS 1000 DE	1 套	FPSO 货场甲板
LAMOR 浮式收油机	LMS	1 套	FPSO 货场甲板
动力站	LPP 30D/S38	1 套	FPSO 货场甲板
木屑		200 包	油田库房
抹布		300 公斤	油田库房
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	4 桶	FPSO 油料储存区
桶、铲		60 个、60 把	油田库房
吸油棉	100 片/箱	6 箱	油田库房

表 7-3 文昌 13-1/2 油田溢油应急设备一览表

设备名称	型号	数量	存放地点	备注
充气式橡胶围油栏及拖头	WQJ1500	2 套	南海奋进号 FPSO 货场甲板	200m/套
围油栏动力站	PK1650C	1 套	南海奋进号 FPSO 货场甲板	
收油机动力站	ZSPS30-02C	1 套	南海奋进号 FPSO 货场甲板	
转盘/转刷式收油机	ZSPS30	1 套	南海奋进号 FPSO 货场甲板	
浮动油囊	FN10	1 个	南海奋进号 FPSO 货场甲板	大号
围油栏清洗机	THERM875-1	1 台	南海奋进号 FPSO 货场甲板	
充吸气机	FGC	1 台	南海奋进号 FPSO 货场甲板	
溢油分散剂	富肯 2 号	12 桶	油轮滑油区及两井口平台	170kg/桶
木屑		200 包	南海奋进号 FPSO 船艙区域	
抹布		300kg	南海奋进号 FPSO 船艙区域	
桶、铲		60 个、60 把	南海奋进号 FPSO 船艙区域	
吸油毡	21Kg/箱	7 箱	南海奋进号 FPSO 船艙区域	
干木糠		5 包	13-1 上甲板	

表 7-4 涠洲油田群溢油应急设备一览表

序号	溢油分散剂		溢油喷洒装置 (台)	吸油毡 数量 (kg)	木糠/抹布(kg)	存放地点
	型号	数量 200 升/桶				
1	富肯 2 号	2	1	100	200	涠洲 6-13 油田
2	富肯 2 号	2	1	200	300	涠洲 11-4 油田
3	富肯 2 号	12	2	450	500	涠洲 12-1 油田
4	富肯 2 号	14	2	320	340	涠洲 11-1 油田
5	富肯 2 号	6	1	210	400	涠洲 12-8W/6-12 油田
6	富肯 2 号	8	2	80	500	涠洲 12-2 油田
7	富肯 2 号	2	2	20	200	涠洲 11-4NB 油田

表 7-5 涠洲 11-4NB 油田溢油应急设备一览表

序号	设备名称	型号	数量	存放地点
1	充气式橡胶围油栏	WQJ2000	400 米	涠洲 11-4NB 油田
2	充气式围油栏集装箱	WX2000	1 套	涠洲 11-4NB 油田
3	充气式围油栏集装箱	WX4200	1 套	涠洲 11-4NB 油田
4	围油栏动力站	PK1650C	1 套	涠洲 11-4NB 油田
5	船用喷洒装置	PSC40	1 套	涠洲 11-4NB 油田
6	围油栏拖头	WQJ2000	2 套	涠洲 11-4NB 油田
7	充吸气机	FGY	1 套	涠洲 11-4NB 油田

续表 7-5 涠洲 11-4NB 油田溢油应急设备一览表

序号	设备名称	型号	数量	存放地点
8	浮动油囊	FN10	2 套	涠洲 11-4NB 油田
9	热水高压清洗机	BCH-1217B	1 套	涠洲 11-4NB 油田
10	手提风机	EB-415	2 套	涠洲 11-4NB 油田
11	转刷/转盘收油机	ZSPS20	1 套	涠洲 11-4NB 油田
12	转刷/转盘收油机动力站	LPP	1 套	涠洲 11-4NB 油田

表 7-6 涠洲终端溢油应急设备一览表

序号	设备名称	规格	数量	生产厂家
1	充气式围油栏	HRA2000	600m	天津汉海公司
2	固体浮子式围油栏	HPFZ/900/25	800m	天津汉海公司
3	永久布放型橡胶围油栏	WGV 1100	400m	广州泰洋公司
4	防火型围油栏	WGF-900	400m	广州泰洋环保
5	XTL-Y220 圆形吸油拖栏	XTL-Y220	500m	青岛光明公司
6	动力站	LPP30	1 套	LAMOR 公司
7	真空撇油器	ZK30	1 套	青岛光明公司
8	高压清洗机	HDS1000DE	1 台	德国凯驰公司
9	多功能收油机	HAF12	1 套	天津汉海公司
10	多功能撇油器	多功能	1 套	芬兰 LAMOR 公司
11	动力站	HPP50	1 套	天津汉海公司
12	消油剂喷洒装置	PS80	1 套	青岛华海公司
13	储油囊	FN5	2 套	青岛光明公司
14	便携式储油罐	QG5	2 套	青岛华海公司
15	液压充气机		2 套	芬兰 LAMOR 公司
16	集装箱		5 套	
17	托盘		2 套	
18	吸油毛毡	羊毛型	2t	广州泰洋环保
19	金属储油罐	7m ³	8 套	
20	应急发电机	KDE6500E	1 套	江苏无锡凯普
21	充吸气机	HIS1000	1 套	天津汉海
22	捞油抄网		50 个	
23	捞油钩		50 个	
24	溢油分散剂	富肯-2 号	150 桶	广州富肯环保科技有限公司

表 7-7 崖城 13-1 气田溢油应急设备一览表

	名称	型号	数量	存放地点
消油剂	溢油分散剂	富肯-2号(200L)	6 桶	生产平台主甲板
	溢油分散剂	富肯-2号(200L)	6 桶	南山终端 2#化学品 仓库
	溢油分散剂	富肯-2号(200L)	6 桶	海洋石油 606
吸油类 设备	吸油粉末	56.6 升/袋	200 袋	南山终端
	吸油垫纸	43×48cm	75 袋	南山终端
	沾油丝	12.5 米/条	80 条	南山终端
	吸油栏	2.9 米/条	250 条	南山终端
	吸油栏	3M Petroleum	65 条	南山终端
	吸油栏	3M POWERSORB	3 件	生产平台主甲板
	吸油栏	3M POWERSORB	3 件	生产平台中层甲板
	吸油栏	3M POWERSORB	3 件	井口平台中层甲板
	吸油栏	3M POWERSORB	1 件	平台、南山实验室
消油剂喷洒 设备	船载喷洒装置		1 套	海洋石油 606
	喷雾器	X-PERT/4 加仑	9	南山终端
	喷雾器	2 加仑	2	南山终端
	喷雾器	3 加仑	2	南山终端
	喷雾器	2 1/4 加仑	18	南山终端
围油栏	围油栏	6"×12" (30 米/节)	450m	南山终端
	围油栏	12"×24"	600m	南山终端
	围油栏	38"	200m	南山终端
	防火围油栏	WGJ-900H	200m	南山终端
撇油器及其 组件	撇油器	CRUCIAL	1 台	南山终端
	撇油器	Skim-Pak	1 台	南山终端
	液压吸油泵	CRUCIAL	1 台	南山终端
	撇油头	Skim-Pak	1 台	南山终端
	撇油头	CRUCIAL	1 台	南山终端
	吸油管	2"	2 条	南山终端
	吸油管	2"	1 批	南山终端
	柴油机(Manual Start)	带驱动液压泵	1 台	南山终端
	柴油机(Manual Start)	不带驱动液压泵 (红色, ROBIN, DY30)	1 台	南山终端
	柴油机(Battery Start)	带驱动液压泵	1 台	南山终端

续表 7-7 崖城 13-1 气田溢油应急设备一览表

	名称	型号	数量	存放地点
其它	布栏机 Boom Roller	BR-75*8HM	3 套	南山终端
	移动式水箱 Fast Tank	Black & White	5	南山终端
	围油栏接头		3 个	南山终端
	围油栏接头插销		40 个	南山终端
	围油栏 潮汐增补器(Tide Raiser		2 个	南山终端
	小推车		4 台	南山终端

综上所述，本次调整井项目可以保证在合理时间内对一定的溢油做出适当反应。海况允许条件下，在油膜漂移至敏感区前可实施有效消油和回收。对于中、大型溢油，可借助湛江分公司在其他设施的设备进行应急处理，满足调整井工程钻完井作业过程中溢油应急的需要。

c. 通讯联络方式

应急响应时间的快慢与通讯系统完善与否是密切相关的。文昌油田群内部和外部通讯系统均为现代化通讯设备，能满足应急需要。利用通讯设备，气田内部各岗位之间都可以进行高质量通话；气田与基地之间借助微波与卫星通讯设备进行联络。气田内部与航海船舶和直升机均可通过配置在气田内部的专用设施进行通信联络。

c. 溢油应急可行性分析

文昌油田群“海洋石油 116”FPSO 和文昌 13-1/2 油田“南海奋进号”FPSO 均配备了能够处理一般溢油事故的设备，一旦发生溢油事故，文昌油田群海上人员首先做好溢油源的控制工作，同时做好溢油源监控，本着就近调用应急资源的原则，优先利用油田群内部以及距离最近的文昌 13-1/2 油田“南海奋进号”FPSO 溢油应急资源进行溢油初期处理。本项目 WC8-3WHPB 平台距离 2 个 FPSO 的距离如表 8.4-7，溢油设备动员时间按 2h，船舶以平均巡航速度 12 节航行，在最不利条件下，即溢油发生在 WC8-3WHPB 平台处，浮油以约 1.04km/h 的漂移速度向远离 WC8-3WHPB 平台的方向漂移，则当发生溢油后 3.2h 左右溢油应急船舶就可赶到浮油所在位置。

表 7-8 一般溢油事故应急资源优化调用次序及抵达时间

	距离 (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达现场时间 (h)	交通工具
“海洋石油 116”FPSO	38	2.0	1.7	3.7	船舶
“南海奋进号”FPSO	27	2.0	1.2	3.2	船舶

而对较大以上级别的溢油事故，可以就近调用本海区其它油田或基地以及外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司建立了密切的联系，当发生大型溢油事故时能及时获得可动用的溢油应急设备。当外部资源抵达现场，事态被控制住时，优先使用陆地溢油应急资源，被调用的其他周边平台/油田的应急设备资源应尽快返回原处并立刻进行相关物料物资的补充，以保障自身溢油应急能力。此外，作为三大石油化工公司应急救援联动协调小组成员，当发生溢油事故时，建设单位能按照《三大石油化工公司应急救援联动协调方案》共享中国石化和中国石油的区域溢油应急资源，当事态超过本区应急能力时，通过区域协调办向三大公司应急救援联动协调小组请求支援。

借助区域性溢油应急设备做出有效反应的时间见表 7-9。

表 7-9 溢油应急资源优化调用次序及抵达时间

优先调用次序	应急资源所有者	距离 (公里)	动员时间	航行时间	到达现场时间	交通工具
1	湛江基地	-	1h	1h	2h	飞机
2	涠洲终端	407	2h	18h	20h	船舶
3	崖城 13-1 气田	370	2h	17h	19h	船舶
4	湛江基地	220	2h	10h	12h	船舶
5	深圳分公司	445	2h	20h	22h	船舶

当发生超出自身控制能力的溢油事故时，还可以通过总公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油事故时的应急需要。

e. 小结

综上所述，湛江分公司和文昌油田群作业区现有应急计划及配备的应急设备可以满足调整井工程钻完井作业过程中溢油应急的需要。

7.6 海洋生态建设方案

根据 2015 年 7 月国家海洋局印发的《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下称《实施方案》）中提出的要求，本工程建设单位将把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，本项目在实施过程中积极落实《实施方案》相关要求，具体如下：

7.6.1 与规划等顶层设计的符合性

通过前面相关章节对工程与“《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》、《全国海洋主体功能区规划》”等的符合性分析结果可知：本项目符合全国海洋功能区划、海南省海洋功能区划要求，同时与《全国海洋主体功能区规划》（2015 年 8 月 1 日）对该海域的规划要求不冲突，且不涉及海洋生态红线区。

7.6.2 产业政策符合性

本项目为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录》（2013 年修正本）中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，工程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。满足标准的钻井液/钻屑经海区主管部门同意后排放，并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。控制钻屑和钻井液的排放速率，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。施工阶段产生的除食品废弃物以外的生活垃圾、生产垃圾全部运回陆地交有资质单位处理，不排海；含油生产水经处理至达标后排放。

7.6.4 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，通过文昌油田群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，同时针对工程油气藏地质特点制定、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 海洋生态损害及修复

(1) 生态损害

底栖生物：本工程钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 518.6kg。

渔业资源：本工程钻屑钻井液排海造成游泳动物损失总量不超过 0.641t，造成鱼卵损失总量不超过 39.1×10^4 粒，造成仔稚鱼损失总量不超过 400.5×10^4 尾。

(2) 生态保护

工程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。平台设有开闭排系统，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。

(3) 生态监测

本工程生产运营阶段跟踪监测纳入文昌油田群现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

此外，如果发生事故性溢油，其危害性将是严重的，将会对附近海域产卵场产生影响。因此，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 环境影响评价结论与建议

8.1 环境影响评价结论

(1) 项目概况

本次文昌油田群调整井项目涉及 7 个平台，共实施 17 口调整井，均为生产井，其中 WC8-3WHPA 平台实施 3 口侧钻井， WC8-3WHPB 平台实施 2 口侧钻井， WC15-1WHPA 平台实施 2 口侧钻井， WC13-6WHPA 平台实施 1 口侧钻井， WC19-1WHPA 和 WC19-1WHPB 平台分别实施 5 口和 3 口侧钻井，在文昌 19-1 油田北块 WC19-1WHPC 平台实施 1 口侧钻井。

(2) 工程分析

本调整井项目钻完井作业将产生钻井液和钻屑，此外，参加钻完井作业的钻井船、工作船等还将产生一定量的船舶污染物和少量生产垃圾等。其中机舱含油污水和生活污水处理达标后排放，生产垃圾、食品包装等生活垃圾均运回陆上进行处理。

文昌油田群 17 口调整井钻井液总产生量为 7952m³，钻井油层水基钻井液为 3784m³，一次性最大排放量为 288m³，排放历时 8.5h，排放速率 34m³/h；钻屑总产生量为 2048m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 667m³，非钻井油层水基钻井液钻屑量为 1381m³，钻屑主要在钻进或循环过程排放，文昌油田群调整井所涉及的 7 个平台 9 个批次钻屑平均排放速率最大为 8.45m³/d，此外，WC13-6-A13S1 和 WC19-1-A9H1 井 12-1/4" 井段平均日进尺 500m，最大排放速率 61m³/d (2.54m³/h，24 小时排放)，其余井 8-1/2" 井段平均日进尺 430m，最大排放速率 26m³/d (1.08m³/h，24 小时排放)。整个施工期间生活污水总产生量为 17223.5m³；船舶机舱含油污水总产生量为 86.3m³；生活垃圾总产生量为 73.8t；生产垃圾总产生量为 6.9t。

本调整井项目投产后，文昌油田群各平台上的作业人员人数不变，在生产运营期间，作业船舶和作业人员产生的生活污水、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水等污染物产生量及排放量均不变。本调整井项目投产后，WC19-1WHPA 平台含油生产水最大排放量仍控制在 3000m³/d，未超过已批复的总量控制指标；WC19-1WHPB 平台含油生产水最大排放量仍控制在 1570m³/d，WC19-1WHPC 平台含油生产水最大排放量仍控制在 3350m³/d，WC8-3WHPB 平台含油生产水最大排放量仍控制在 1400m³/d，均不超过已批复的总量控制指标；“海洋石油 116”FPSO

含油生产水最大排放量为 17888.2m³/d (2024 年), 未超过已批复的总量控制指标 (“海洋石油 116” FPSO 含油生产水总量为 17977m³/d), 且 “海洋石油 116” FPSO 生产水处理设施处理能力 (18000m³/d) 能够满足本调整井工程投产后的含油生产水处理要求。

(3) 产业政策符合性

本调整井项目为石油天然气开采类项目, 它的开发建设属于《产业结构调整指导目录 (2011 年本, 2013 年修正)》(2013 年国家发展和改革委员会第 21 号令) 中鼓励类 “常规石油、天然气勘探与开采”, 本调整井项目旨在弥补油田产量下降, 其建设符合国家产业政策。

(4) 海洋功能区划\规划符合性

本调整井项目在文昌油田群现有平台利用现有井槽侧钻进行作业, 工程用海符合《全国海洋功能区划》(2011-2020 年)、《海南省海洋功能区划》(2011-2020 年) 要求, 符合全国海洋主体功能区规划对该海域的要求。

(5) 环境影响分析结论

本调整井项目对海洋环境产生的影响主要是合格钻井液、钻屑排放搅起的悬浮沙对周围海洋环境的影响, 此外还有生活污水排放的影响。根据预测结果, 钻井液排放后, 超一 (二) 类水质海域的包络线面积最大约为 0.849km², 离排放点的最大距离为 0.75km; 停止排放后, 恢复到一 (二) 类水质所需最大时间为 10.5h。钻屑排放后, 表层超一 (二) 类水质海域的最大外包络线面积约为 0.281km², 离排放点的最大距离为 0.40km; 停止排放后, 恢复到一类 (二) 水质所需最大时间为 4.5h。施工期生活污水无论何时排放 COD 均无超一类面积, 其影响仅限于一个计算网格 (50m) 之内, 不会明显影响工程海域的海水水质。

工程投产后, 文昌油田群生产运行期间生产设施、生产定员等均不增加, 运行期海洋环境影响情况不会加重, 且含油生产水年最大排放量未超过已批复的总量指标, 无需调整文昌油田群现有各排放点的排污混合区。

(6) 工程建设环境可行性

本调整井项目对海洋环境产生的影响主要是在施工期, 但产生的污染物种类较少, 影响是有限的, 且短期可恢复的。本项目从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施, 拟采用的污染防治方案可行, 污染物达标排放后对周

围环境的影响范围和程度较小。因此，只要在项目施工和生产期间，切实落实本环境影响报告表提出的各项污染防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

8.2 环境保护对策建议

(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排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求。

(2) 加强对 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC8-3WHPB 平台及“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统的维护管理，保证外排污水的平均含油浓度控制在 45mg/L 以下。

(3) 加强设备、管线及各项污染防治措施的定期检修和维护工作。