

涠洲油田群调整井项目

(WZ6-13 A1S1 等 31 口调整井)

环境影响报告表

中海油研究总院有限责任公司

2020年5月



编制单位和编制人员情况表

建设项目名称		涠洲油田群调整井项目(WZ6-13 AIS1等31口调整井)	
建设项目类别		海洋油气开发工程	
环境影响评价文件类型		报告表	
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)		中海石油 (中国) 有限公司湛江分公司	
统一社会信用代码		91440800707913938N	
法定代表人 (签章)		胡广杰	
主要负责人 (签字)		杨云	
直接负责的主管人员 (签字)		丁光华	
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)		中海油研究总院有限责任公司	
统一社会信用代码		911100007109260782	
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
郭良波	06351243506120250	BH023449	郭良波
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
邓媛媛	环境保护对策措施	BH023437	邓媛媛
郭静	环境敏感区和环境保护目标分析	BH023440	郭静
胡琴	污染物与非污染物要素分析 环境现状分析	BH018761	胡琴
郭良波	海洋油气田开发工程基本情况 工程概况与分析 环境影响预测与分析 环境影响评价结论	BH023449	郭良波

目 录

1	海洋油气田开发工程基本情况	1
2	工程概况与分析	2
2.1	概述	2
2.2	工程地理位置	5
2.3	现有工程概况	6
2.4	调整井工程概况与工程分析	22
3	污染与非污染要素分析	51
3.1	建设阶段污染物与非污染物要素分析.....	51
3.2	生产阶段污染物与非污染物要素分析.....	51
3.3	环境影响因子的筛选与判别	51
4	环境现状分析	52
4.1	自然环境概况	52
4.2	环境质量现状	55
4.3	渔业资源现状	65
4.4	海洋环境状况回顾分析	68
5	相关规划符合性及环境敏感目标分析	85
5.1	海洋主体功能区规划符合性分析	85
5.2	海洋功能区划符合性分析	86
5.3	《广西壮族自治区海洋生态红线》海洋生态红线符合性分析.....	87
5.4	《广西壮族自治区海洋环境保护规划》符合性分析.....	87
5.5	产业政策符合性分析	87
5.6	环境敏感目标及环境保护目标分布	91
6	环境影响预测与分析	95
6.1	建设阶段环境影响分析	95
6.2	生产阶段环境影响分析	117
6.3	环境风险分析	118
7	环境保护对策措施	136
7.1	清洁生产措施分析	136
7.2	排放总量控制指标	136
7.3	污染防治对策措施	137
7.4	生态保护对策措施	138
7.5	溢油防范与应急措施	138
7.6	海洋生态建设方案	150
8	环境影响评价结论	152
8.1	产业政策符合性	152
8.2	相关规划/区划符合性.....	152
8.3	环境可行性	152
	附件.....	- 1 -

1 海洋油气田开发工程基本情况

项目名称	涠洲油田群调整井项目 (WZ6-13 A1S1 等 31 口调整井) 环境影响报告表	建设单位	中海石油(中国)有限公司湛江分公司
法人代表	胡广杰	建设地点	南海
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	0759-3912769
电子信箱	wangxc1@cnooc.com.cn	传真	0759-3901908
项目设立部门	——	批准文号	——
建设性质	新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技改 <input type="checkbox"/>	工程总投资	18.76 亿元
其中环保投资	200 万元	所占比例	0.1%
报告表编制单位	中海油研究总院有限责任公司	评价经费	50 万
建设规模 (按工程性质可增减下列内容)			
总工程量	在 10 个平台钻 31 口调整井 (24 口采油井, 7 口注水井), 其中老井眼侧钻 27 口, 内挂井槽新钻井 4 口。	陆域挖方量	/
海域挖方量	/	海域填方量	/
海域使用面积	/	水下疏浚量	/
年生产水排海量	涠洲油田群批复总量: 275×10 ⁴ m ³ /a	年用水量	/
年废弃物倾倒量	/	建设总面积	/
非油层水基钻井液量	8913 m ³	非油层水基钻屑量	6255 m ³
油层水基钻井液量	5159 m ³	油层水基钻屑量	443 m ³
油基钻井液量	10181 m ³	油基钻井液钻屑量	2734 m ³

2 工程概况与分析

2.1 概述

2.1.1 项目由来

随着涠洲油田群的不断开发，油田群的产量出现了自然递减趋势，产能和产油速度都受到一定的影响。为了完善井网布局，改善注采效果，动用有效的剩余地质储量，从而提高涠洲油田群的开发效果，中海石油(中国)有限公司湛江分公司(以下简称湛江分公司)拟在涠洲油田群实施调整井项目，本调整井项目计划在 10 个平台钻 31 口调整井(24 口采油井，7 口注水井)，其中，利用老井眼侧钻井 27 口，内挂井槽新钻井 4 口。

根据《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》中 4.1.1 (b) 所列，可以编制环境影响报告表的情形：“在原油气井网的基础上，利用已有的生产设施新钻生产井或回注井，或者采用加挂井槽、栈桥连接等方式新钻生产井或回注且新增含油生产废水日排放量未超过 5000m³的”。本项目在原有油气井网的基础上，利用已有的生产设施钻调整井，且生产水排放量未超过原批复排放量。因此，本项目符合编制环境影响报告表的情形。

受湛江分公司委托，中海研究总院有限责任公司承担并完成涠洲油田群调整井项目的环境影响评价工作。

2.1.2 评价范围

环境影响评价范围应覆盖工程建设可能影响到的全部海域，确定本调整井项目环境评价范围如图 2-1 所示，评价范围面积约 4200km²，评价范围四至坐标见表 2-1。

表 2-1 评价范围四至坐标

四至点	东经	北纬
A	██████████	██████████
B	██████████	██████████
C	██████████	██████████
D	██████████	██████████

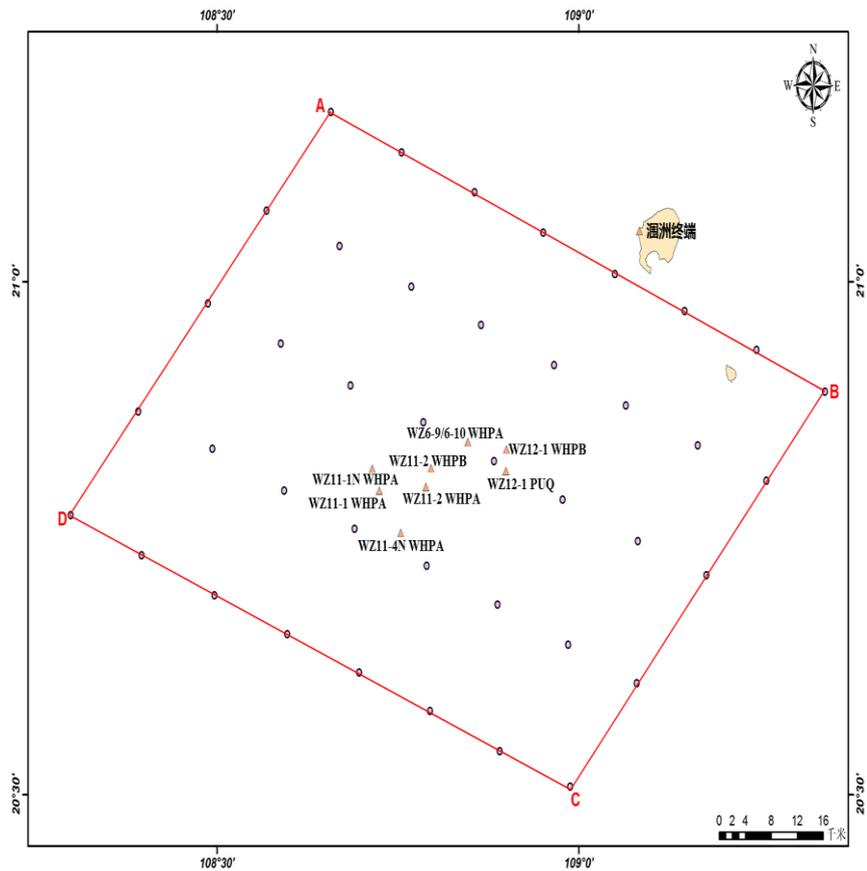


图 2-1 评价范围示意图

2.1.3 评价内容

依据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；
- 污染防治措施及环境保护对策；
- 环境风险及防范措施分析。

2.1.4 评价标准

涸洲油田群调整井项目环境评价中所采用的环境质量标准见表 2-2。在钻井和生产过程中所产生的相关污染物的处理与排放标准见表 2-3 中所列标准。

表 2-2 环境质量标准

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

表 2-3 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
生产水	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分: 分级 (GB18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值 $\geq 100000\text{mg/L}$	生产阶段排放的生产水
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ (月均) 石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ (一次容许值)	
	碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法 (SY/T5329-2012)		石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ (注入层平均空气渗透率为 $>0.5\sim 1.5\leq \mu\text{m}^2$)	生产水回注
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)	一级	生物毒性容许值 $\geq 30,000\text{mg/L}$	钻井阶段排放的钻井液和钻屑
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	禁止排放含油量 $>1\%$ 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)	一级	$\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$	海上钻井阶段及生产阶段生活污水的排放
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井阶段及生产阶段生产垃圾、生活垃圾的处置
生活垃圾				
船舶含油污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 《73/78 防污公约》 《国内航行海船法定检验技术规则》(2011)及其修改单	/	石油类 $\leq 15\text{mg/L}$	建设/生产作业船舶含油污水的排放
船舶生活垃圾			食品废弃物, 在距最近陆地 3 海里以内 (含) 的海域, 应收集运回陆地处理; 在距最近陆地 3 海里至 12 海里 (含) 的海域, 粉碎至直径不大于 25mm 后方可排放; 在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。其他固体废弃物收集排入接受设施	建设/生产作业船舶产生的船舶垃圾
船舶生产垃圾			禁止投入海域	作业船舶污染物的处置

船舶生活污水			BOD ₅ ≤50mg/L SS≤150mg/L 耐热大肠菌群数≤2500 个/L	2012年1月1日前安装(含更换)生活污水处理装置的建设/生产作业船舶距岸3海里以内(含)生活污水排放
			BOD ₅ ≤25mg/L SS≤35mg/L 耐热大肠菌群数≤1000 个/L COD _{Cr} ≤125mg/L PH:6~8.5 总氯(总余氯) 0.5 mg/L	2012年1月1日及以后安装(含更换)生活污水处理装置的建设/生产作业船舶距岸3海里以内(含)生活污水排放
			使用设备打碎固形物和消毒后排放; 船速不低于4节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率	3海里<距岸最近距离≤12海里的海域内建设/生产作业船舶生活污水排放
			船速不低于4节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率	距岸最近距离>12海里海域的建设/生产作业船舶生活污水排放

2.2 工程地理位置

本调整井项目位于南海北部湾海域, 油田群范围为东经 108°16'~108°50', 北纬 20°12'~21°50'。油田群距离广西北海市约 80km, 距离涠洲岛西南约 37km, 所处海域水深范围 30m~40m。涠洲油田群地理位置见图 2-2。

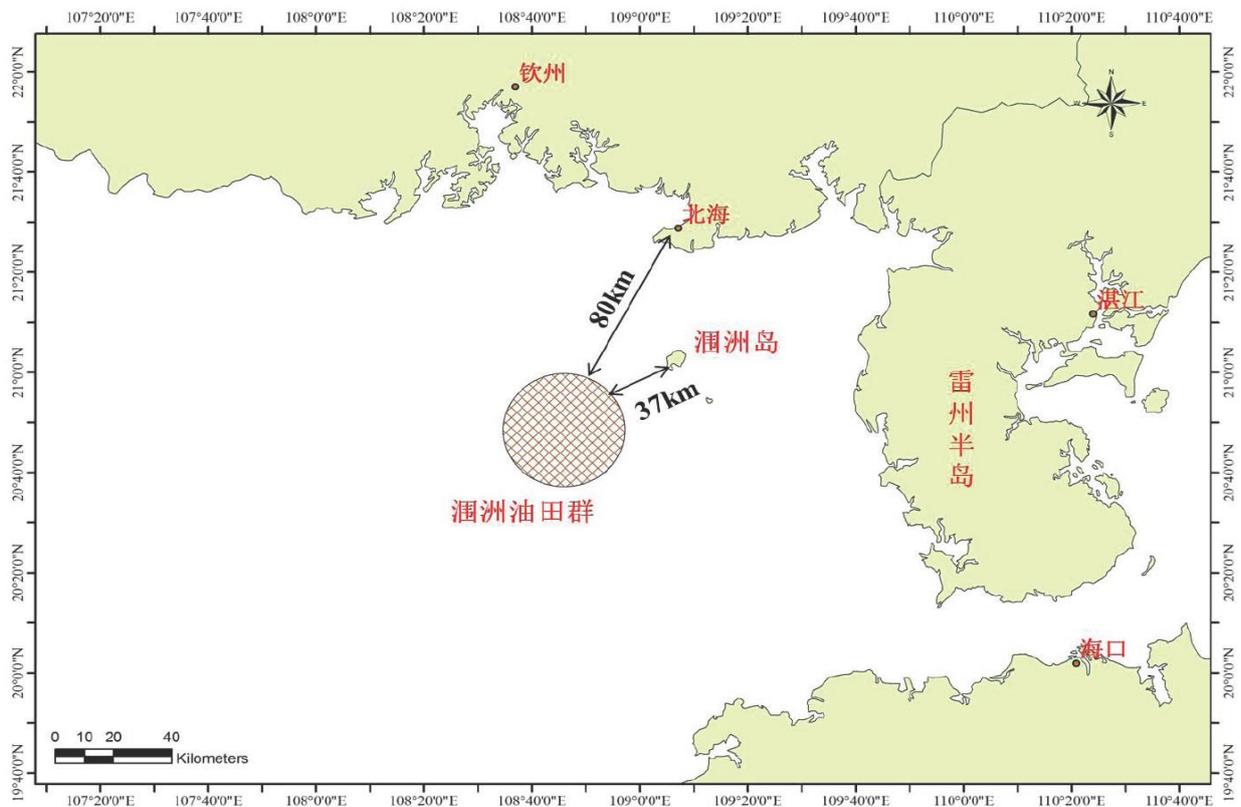


图 2-2 涠洲油田群地理位置

2.3 现有工程概况

2.3.1 涠洲油田群概况

涠洲油田群由涠洲 12-1 油田、涠洲 12-1 油田北块、涠洲 6-1 油田、涠洲 6-8 油田、涠洲 6-9/6-10 油田、涠洲 11-4D 油田、涠洲 11-1 北油田、涠洲 11-1 油田、涠洲 11-2 油田、涠洲 11-4 北油田一期、涠洲 11-4 油田和涠洲 12-8W/6-12 油田、涠洲 11-2 油田北块、涠洲 12-2 油田一期、涠洲 11-4 北油田二期、涠洲 12-1 西油田、涠洲 12-2 油田二期和涠洲 6-13 油田等已投产油田，以及涠洲 12-8 油田东区、涠洲 5-7 油田/11-2 油田、涠洲 12-1 油田调整工程等待建油田构成。

涠洲油田群生产设施包括 2 座综合平台（WZ12-1PUQ、WZ12-1PUQB），1 座生产辅助平台（WZ12-1PAP），1 座立管井口平台（WZ11-1RP），20 座已建井口平台（WZ12-1 WHPB、WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ 6-9/6-10 WHPA、WZ11-4D WHPA、WZ11-1N WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ11-2 WHPB、WZ11-4N WHPA、WZ11-4N WHPC、WZ11-4N WHPB、WZ11-4 WHPA、WZ11-4 WHPB、WZ12-1W WHPA、WZ12-2 WHPA、WZ12-8W WHPA、WZ6-12 WHPA、WZ12-2 WHPB 和 WZ6-13 WHPA），4 座待建井口平台（WZ12-8E WHPA、WZ5-7 WHPA、WZ11-2 WHPC、WZ12-1 WHPC），1 座涠洲终端，以及油田群内部海底管道和海底电缆。涠洲油田群现有及待建工程设施示意图 2-3。

涠洲油田群的生产物流均依托已建 WZ12-1PUQ、WZ12-1PUQB 和 WZ12-1PAP 平台（三座平台栈桥连接，以下简称 WZ12-1PUQ/PUQB/PAP 平台）和涠洲终端进行开发。涠洲油田群的生产物流通过海底管道输送到 WZ12-1 PUQ/PUQB/PAP 平台进行处理，处理合格原油经上岸管线输送至涠洲终端进行储存和销售；分离出的天然气部分为油田群透平发电（WZ11-4 WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ12-1 PUQB 和 WZ12-1 PUQ 平台上设有透平发电机），其余部分经上岸管线输送至涠洲终端；分离出的生产水由 WZ12-1 PUQB/PUQ 平台生产水处理系统统一处理，处理合格的生产水部分经注水处理系统处理后作为注水水源输往各注水平台回注地层，其余部分在 WZ12-1PUQ 平台达标排放。

WZ12-1PUQ 平台接收的生产物流包括：涠洲 12-1 油田（WZ12-1 PUQ 和 WZ12-1 WHPB 平台）、涠洲 11-4D 油田（WZ11-4D WHPA 平台）、涠洲 6-1 油田（WZ6-1 WHPA 平台）、涠洲 6-8 油田（WZ6-8 WHPA 平台）和涠洲 6-9/6-10 油田（WZ6-9/6-10 WHPA 平台）的物流。

WZ12-1 PUQB 平台原油处理系统分为自营油田系统和合营油田系统。该平台接收的自营油田生产物流包括：涠洲 11-1 北油田、涠洲 11-1 油田、涠洲 11-2 油田、涠洲 11-2 油田北块、涠洲 11-4 北油田一、二期、涠洲 12-1W 油田、涠洲 6-13 油田、涠洲 12-2 油田一、二期的物流和 WZ12-1PUQ 平台含水 30%的原油，以及涠洲 11-4 油田含水 10%的原

油。该平台接收的合营油田生产物流包括涠洲 12-8W/6-12 油田。

WZ12-1 PAP 平台为生产辅助平台，不设油气处理设施，接收来液经段塞流捕集器处理后，输送至 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台处理。

2.3.2 本次调整涉及平台

本调整井项目涉及的平台概况见表 2-4。

表 2-4 本调整井项目涉及的平台概况

平台名称	设施描述
WZ11-1N WHPA	WZ11-1N WHPA 是一座 6 腿井口平台，于 2010 年 12 月建成，平台上设有修井机、注水系统和 50 人生活楼。生产物流经气液分离，分离出的气体经天然气压缩机增压，分离出的液体经泵增压，增压后的气、液两相混合后，通过海底管道输送到 WZ12-1PUQB 平台进行分离处理。
Z11-4N WHPA	WZ11-4N WHPA 是一座 3 桩 2 腿简易井口平台，于 2008 年 1 月投产，2010 年增加内挂 2 桩 2 腿井口架，目前共有生产井 13 口。WZ11-4N WHPA 平台开发油层位于涠三段及流一段，开发方式是利用天然能量开发，开采方式是电潜泵举升开采。 WZ11-4N WHPA 平台主要设备有水套炉、电加热器、应急机、海水提升泵、电潜泵系统、配电系统、UPS 系统、井口系统等。
WZ6-9/6-10WHPA	WZ6-9/6-10 WHPA 是一座集采油、修井、计量、注水为一体的 4 腿井口平台，于 2012 年 5 月建成，设有 40 人生活楼，不设油气处理设施，2015 年实施综合调整后，增加 4 腿井口架，油田所产物流先通过海底管道输送到 WZ12-1 WHPB 平台，然后与该平台的生产物流一起通过海底管道混输到 WZ12-1 PUQ 平台进行分离处理。
WZ11-2 WHPA	WZ11-2 WHPA 是一座 3 腿 3 桩井口平台，于 2012 年 3 月建成，平台不设油气水分离设施，所产物流先输至 WZ11-1 RP 平台，与 WZ11-1 WHPA 平台的所产物流一起再经 WZ11-4N WHPB 平台和 WZ12-2 WHPA 平台输往 WZ12-1 PUQB 平台进行处理。
WZ 6-1 WHPA	WZ6-1 WHPA 是一座独腿 3 桩无人驻守简易平台，于 2006 年建成，平台不设油气水分离设施，产出井液通过 6 寸海底混输管线输送到 WZ6-8WHPA 平台，与 WZ6-8WHPA 平台物流汇合后输送到 WZ12-1WHPB，汇合 WZ12-1WHPB 平台产出物流输送到 WZ12-1PUQ 平台进行处理。平台采用注天然气开发。
WZ6-12WHPA	WZ6-12WHPA 是一座 3 腿 3 桩无人驻守井口平台，于 2013 年建成，平台不设油气水分离设施，所产物流通过海底管道混输至 WZ12-1PUQB 平台进行处理。
WZ6-13 WHPA	WZ6-13 WHPA 是一座 4 腿井口平台，于 2018 年建成，平台不设油气水分离设施，生产物流通过海底管道混输到涠洲油田群已建中心处理平台 WZ12-1PUQB 处理。平台采用注水开发，注水水源为生产水。
WZ12-1W WHPA	WZ12-1W WHPA 是一座 4 腿井口平台，于 2015 年建成，平台上不设油气水分离设施，设有 18 人生活楼。所产物流输至 WZ12-2 WHPA 平台，再混输至 WZ12-1PUQB 处理。平台采用注水开发，注水水源为纳滤水。
WZ12-2 WHPA	WZ12-2 WHPA 是一座 4 腿井口平台，于 2015 年 9 月建成，平台上不设油气水分离设施，设 104 人生活楼，接收 WZ11-1WHPA、WZ11-2WHPA 和 WZ12-1WHPA 等平台所产物流后，再混输至 WZ12-1PUQB 处理。平台采用注水开发，注水水源为处理合格的生产水。
WZ12-2 WHPB	WZ12-2WHPB 是一座 8 腿导管架井口平台，于 2017 年建成，不设油气水分离设施，设模块钻机、100 人生活楼，共设 3 层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。设有 1 套电解式生活污水处理装置。平台生产物流均汇集到 WZ12-2WHPA 平台，再经海底混输管线输送到已建平台 WZ12-1PUQB 平台处理。平台采用注水开发，注水水源为纳滤海水。

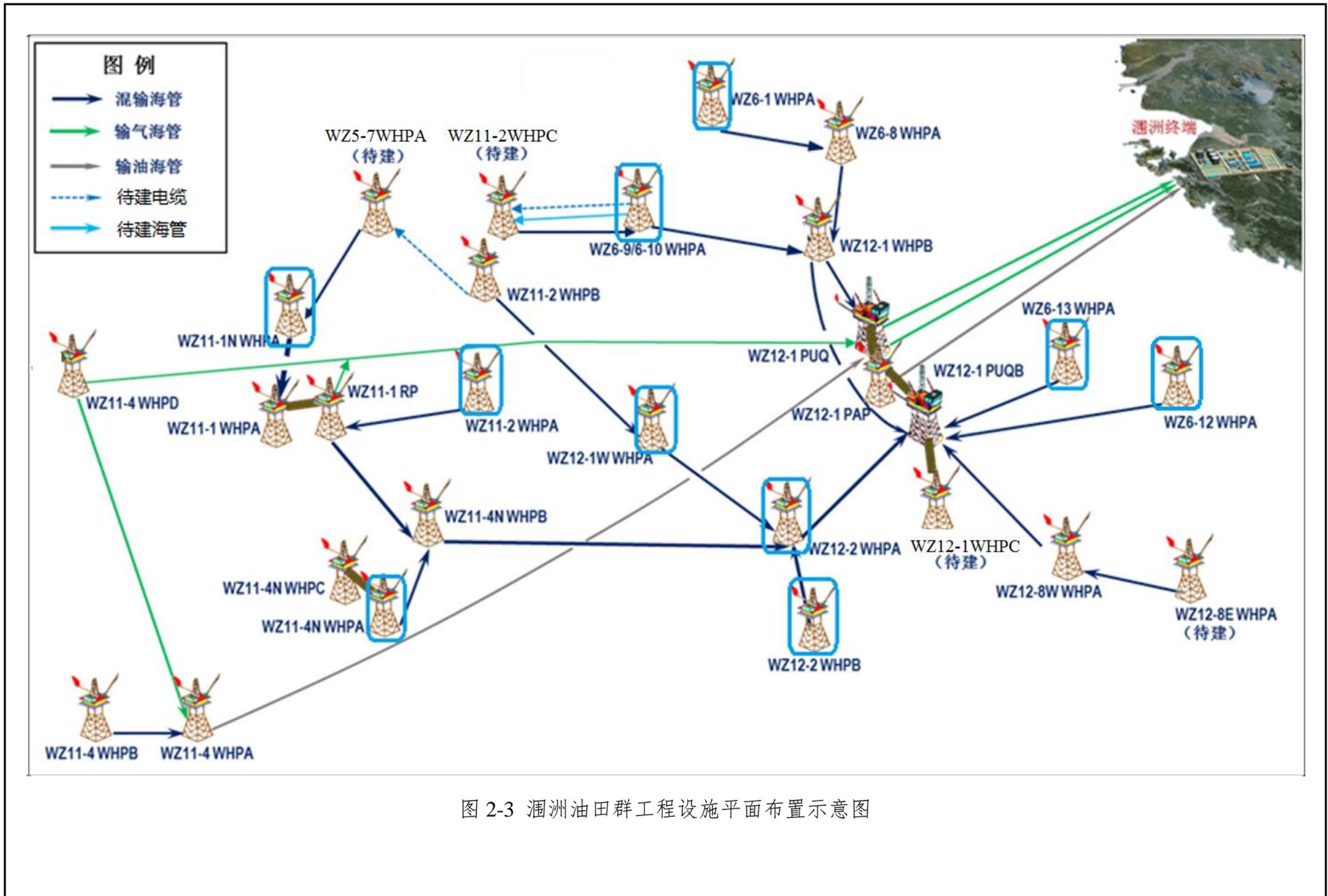


图 2-3 涠洲油田群工程设施平面布置示意图

表 2-5 本调整井项目依托平台概况

平台名称	设施描述
WZ12-1PUQB	WZ12-1 PUQB 是一座 8 腿综合平台，于 2013 年 3 月建成，平台设有油气水等处理设施和 40 人生活楼。接收 WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ12-1W WHPA 等平台所产物流进行处理，分离出的合格原油输送至涠洲终端，分离出的天然气用于涠洲油田群发电和输往涠洲终端，分离出的生产水处理至达标后，部分回注，部分输送到 WZ12-1PUQ 外排。
WZ12-1 PUQ	WZ12-1 PUQ 是一座 8 腿 8 桩综合平台，于 1999 年 6 月建成，平台设有油气水处理、注水等设施 and 82 人生活楼。接收 WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ12-1 WHPB 等平台所产物流，与本平台的物流一起进行处理，分离出的合格原油输送至涠洲终端，分离出的天然气用于涠洲油田群发电和输往涠洲终端，分离出的生产水处理至达标后部分回注，部分外排。
WZ12-1PAP	WZ12-1 PAP 是一座 4 腿简易无人驻守生产辅助平台，于 2006 年 5 月建成，不设油气分离处理设施，WZ12-1 PAP 平台通过 20m 栈桥分别与 WZ12-1 PUQ 平台和 WZ12-1 PUQB 平台相连，部分涠洲油田群生产物流经 WZ12-1 PAP 平台进入 WZ12-1 PUQ 平台。平台设有段塞流捕集器等设施。WZ12-1 PAP 平台接收来液经段塞流捕集器处理后，输送至 WZ12-1 PUQ 平台和 WZ12-1 PUQB 平台处理。

2.3.3 环保设施

本调整井项目物流依托 WZ12-1PUQ/PAP/PUQB 平台现有处理系统进行处理，无需新增处理系统设施。本调整井项目涉及平台及依托平台的主要环保设施见表 2-6，自投产以来各平台环保设施运行良好。

表 2-6 本调整井项目涉及平台及依托平台主要环保设施

设施名称	环保设施	数量	运行状况
WZ6-9/6-10WHPA	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ11-1N WHPA	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ11-4N WHPA	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ6-13 WHPA	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ11-2 WHPA	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
WZ12-2WHPB	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	冷放空系统	1	正常
WZ6-1 WHPA	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-1W WHPA	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-2 WHPA	生活污水处理系统	1	正常

设施名称	环保设施	数量	运行状况
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ6-12 WHPA	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-1PUQ	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
	生产水处理系统	1	正常
WZ12-1PUQB	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
	生产水处理系统	2	正常

2.3.4 工艺流程

涠洲油田群各平台均依托现有 WZ12-1 PUQ/PUQB/PAP 平台和涠洲终端进行开发。

WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA 和 WZ6-9/6-10 WHPA 平台的生产物流通过各自海底管道输送至 WZ12-1WHPB 平台,与 WZ12-1WHPB 平台的生产物流一起输送至 WZ12-1 PUQ 平台进行处理。分离后含水原油(含水 30%)经栈桥输送至 WZ12-1 PUQB 平台处理;分离出的天然气部分用于透平发电,其余部分输送至涠洲终端;生产分离器分离出的生产水去往 WZ12-1 PUQB/PUQ 平台生产水处理系统统一处理。

WZ11-2 WHPA 平台物流通过海底管道输送到 WZ11-1 RP 平台, WZ11-1NWHPA 平台物流通过海底管道输送到 WZ11-1 WHPA 平台,与本平台物流一起通过栈桥混输到 WZ11-1 RP 平台,再经 WZ11-4N WHPB 平台和 WZ12-2 WHPA 平台输往 WZ12-1 PUQB 平台进行处理; WZ11-4N WHPA 平台物流通过栈桥工艺管线输送到 WZ11-4N WHPC 平台,再经 WZ11-4N WHPB 平台和 WZ12-2 WHPA 平台输往 WZ12-1 PUQB 平台进行处理; WZ11-2 WHPB 平台物流通过海底管道输送到 WZ12-1W WHPA 平台,再经 WZ12-2 WHPA 平台输往 WZ12-1 PUQB 平台进行处理; WZ12-2 WHPB 平台物流经 WZ12-2 WHPA 平台输往 WZ12-1 PUQB 平台进行处理; WZ6-12 WHPA、WZ12-8W WHPA 和 WZ6-13 WHPA 平台的生产物流通过相应的海底管道混输至 WZ12-1 PUQB 平台进行处理。

WZ6-12 WHPA 平台的物流进入 WZ12-1 PUQB 平台的合营工艺处理系统, WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA 和 WZ12-1W WHPA 等平台的物流进入 WZ12-1 PUQB 平台的自营工艺处理系统,处理后的原油经 WZ12-1 PAP 平台的输油上岸管道输送至涠洲终端;处理后的天然气部分用于透平发电,其余部分经 WZ12-1 PUQ 平台上的输气上岸管道输送至涠洲终端;分离出的生产水去往 WZ12-1 PUQB/PUQ 平台生产水处理系统统一处理。

WZ11-4 WHPB 平台物流经海底管线输送到 WZ11-4 WHPA 平台,与 WZ11-4 WHPA

平台的物流混合后，处理到含水 10%的原油经海底管线输送到 WZ12-1 PAP 平台，再与其他平台原油混合处理合格后，通过输油管道输送至涠洲终端；分离出的生产水进入生产水处理系统，处理达标后排海。

处理合格的天然气通过 WZ12-1PUQ 平台登陆管线输送至涠洲终端，处理合格的原油通过 WZ12-1 PAP 登陆管线输送至涠洲终端后进行储存、销售。

WZ12-1PUQ 平台设海水注水系统，海水在 WZ12-1PUQ 平台经海水注水增压泵增压后，通过栈桥接入 WZ12-1PUQB 平台纳滤系统，经过纳滤处理后的海水先进入缓冲罐，再经外输泵输送至下游 WZ12-2WHPA 平台、WZ12-2WHPB 平台、WZ11-4NWHPB 平台和 WZ12-1W WHPA 平台回注，纳滤处理后的海水水在 WZ12-1PUQB 平台排放。

WZ11-1 WHPA 平台和 WZ11-1N WHPA 平台设海水注水系统，从海水提升泵的海水经过滤器过滤后进入脱氧塔，脱氧后的海水经注水泵增压后回注。WZ11-1 WHPA、WZ11-2WHPA 注水由 WZ11-1 WHPA 提供；WZ11-1N WHPA 注水由本平台提供。

涠洲油田群生产水全部由 WZ12-1 PUQB/PUQ 平台生产水处理系统统一处理。处理至满足排放要求的生产水部分进入注水系统，经处理满足注水标准后输往注水的平台回注地层，涠洲油田群现阶段注水水源为处理合格生产水的平台包括 WZ12-1 PUQ 平台、WZ12-1 WHPB 平台、WZ6-9/6-10 WHPA 平台和 WZ6-13 WHPA 平台，其余部分生产水在 WZ12-1 PUQ 平台达标排放。

涠洲油田群的生产物流走向见图 2-4 和图 2-5。

2.3.4.1 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPA 平台工艺处理流程

来自 WZ6-9/6-10 WHPA、WZ6-8 WHPA 及 WZ6-1 WHPA 平台的生产物流首先进入 WZ12-1 PAP 平台的段塞流捕集器进行处理，然后与经一级分离器处理后的 WZ12-1 PUQ、WZ12-1 WHPB、WZ11-4 WHPA 和 WZ11-4 WHPB 平台物流混合后进入 WZ12-1 PUQ 平台二级分离器进行处理，分离后含水 30%的原油经栈桥输送至 WZ12-1 PUQB 平台二级分离器，分离出的含油生产水经 WZ12-1 PUQ 平台含油生产水处理系统处理后，部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海（石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ ），其余部分进入 WZ12-1 PUQB 平台生产水撇油罐；分离出的天然气少量进入火炬系统，大部分经天然气压缩系统压缩后用于油田群透平发电或输送至涠洲终端；WZ11-2 WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1W WHPA 和 WZ12-2 WHPA、WZ12-2WHPB、WZ6-13WHPA 等平台的生产物流输送至 WZ12-1 PUQB 平台，首先进入 WZ12-1 PUQB 平台的 WZ12-2 段塞流捕集器进行气液分离，分离出的含水原油首先进入 WZ12-1 PUQB 平台的一级分离器分离后，再与来自 WZ12-1 PUQ 平台含水 30%的原油混合，进入二级分离器进一步脱水，分离出的含水 20%原油进入电脱水器进行进一步脱水，分离出的含油生产水经 WZ12-1 PUQB 平台生产水处理系统

处理后进入 WZ12-1 PUQB 平台生产水撇油罐，与 WZ12-1 PUQ 平台处理后的含油生产水混合后输送至 WZ12-1 WHPC 生产水精细处理装置进一步处理，经电脱水后的合格原油进入原油缓冲罐，通过 WZ12-1 PAP 平台的输油上岸管道输送至溇洲终端；分离出的天然气少量进入火炬系统，部分进入燃料气系统，其余全部经压缩输至 WZ12-1 PUQ 平台，在 WZ12-1 PUQ 平台经处理后部分用于油田群透平发电，部分输送至溇洲终端。

WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产工艺流程见图 2-6。

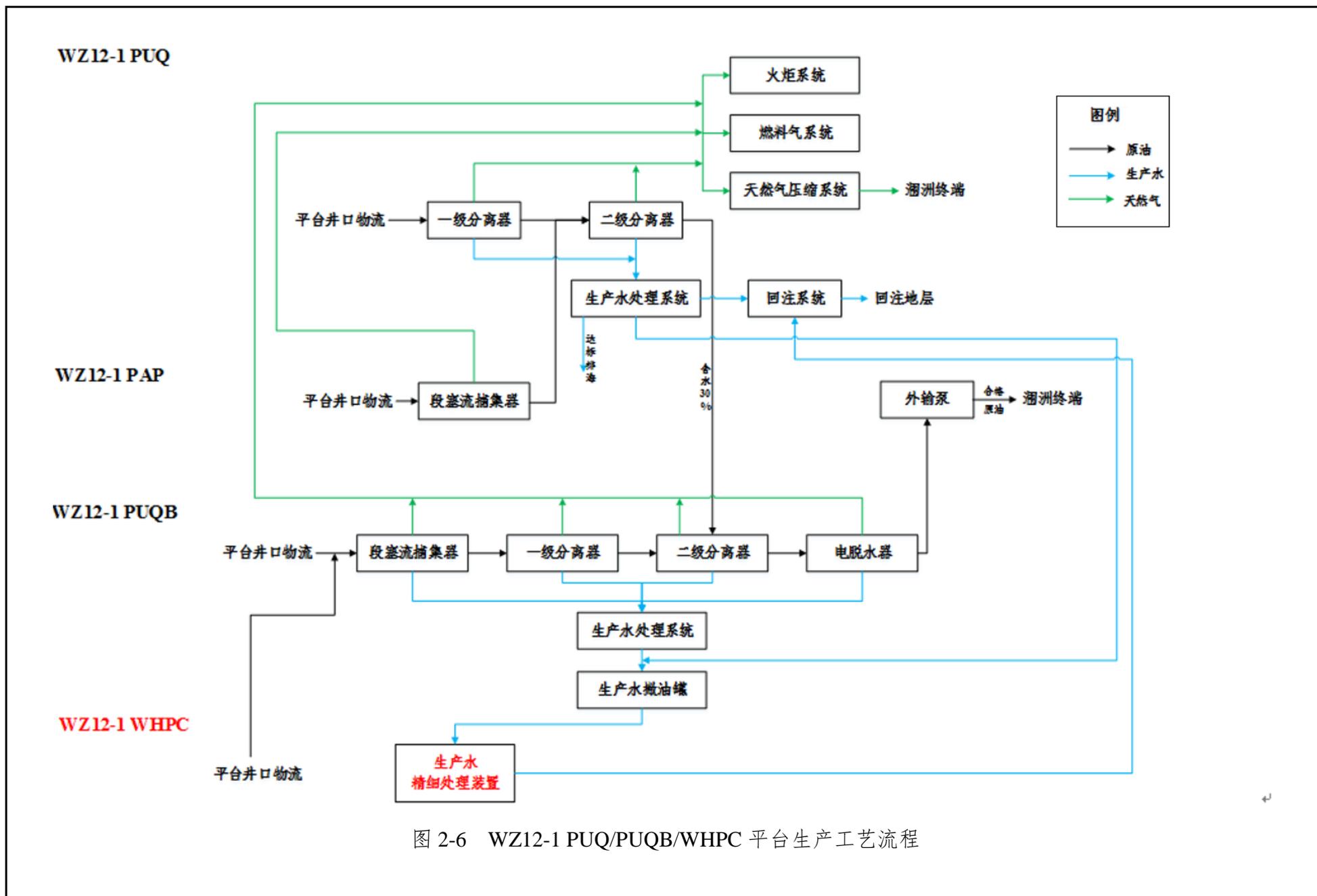


图 2-6 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产工艺流程

2.3.4.2 WZ12-1 PUQB/PUQ 平台生产水和注水处理工艺流程

涠洲油田群含油生产水经 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台含油生产水处理系统处理后,部分输送至 WZ12-1WHPC 平台精细生产水处理装置处理,处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)注水水质的生产水,部分在 WZ12-1 PUQ 和新建 WZ12-1 WHPC 平台回注地层,其余部分通过 WZ12-1 PUQB 平台输送至 WZ12-1 WHPB、WZ6-9/6-10 WHPA 和 WZ6-13 WHPA 和新建 WZ11-2 WHPC 平台回注地层,剩余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海(石油类 $\leq 20\text{mg/L}$)。

WZ12-1 PUQ 平台接收处理来自 WZ12-1 WHPB、WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA 和 WZ6-9/6-10 WHPA 及自身平台产出的生产水,处理流程采用“撇油罐+水力旋流器+改性纤维球过滤器”,设计处理能力 $9000\text{m}^3/\text{d}$ 。

WZ12-1 PUQB 平台设有 2 套生产水处理设施,主要用于处理 WZ11-1N WHPA、WZ11-1 WHPA/RP、WZ11-2 WHPA/B、WZ11-4N WHPA/B/C、WZ12-1W WHPA、WZ12-2 WHPA/B、WZ6-12 WHPA、WZ12-8W WHPA、WZ6-13 WHPA 平台产出的生产水,并且兼顾来自 WZ12-1 PUQ 平台的含水 30%的原油和涠洲 11-4 油田含水 10%的原油。处理流程采用“撇油罐+水力旋流器+改性纤维球过滤器”,2 套生产水处理系统设计处理能力分别为 $4800\text{m}^3/\text{d}$ 和 $9600\text{m}^3/\text{d}$ 。

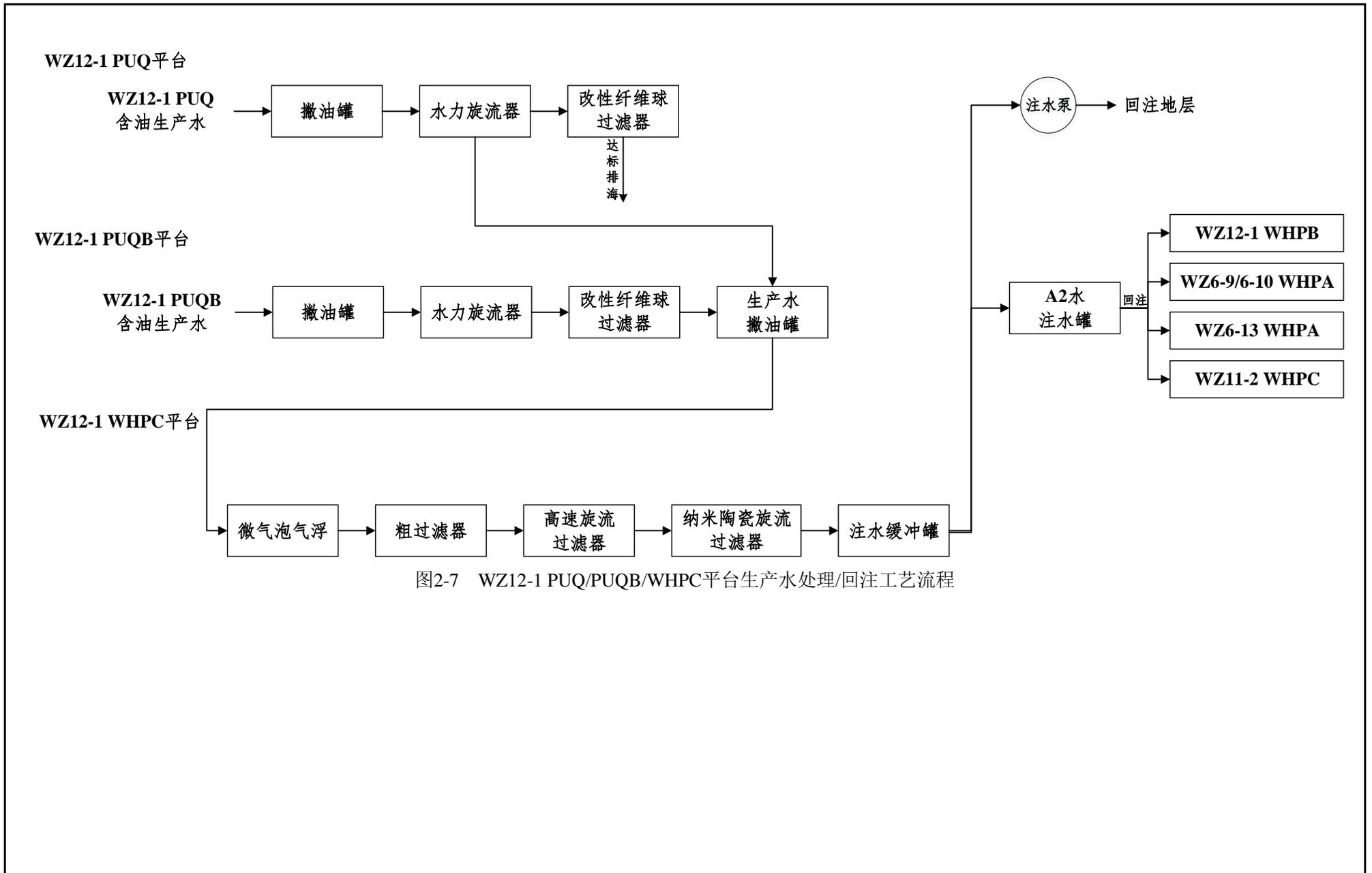


图2-7 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC平台生产水处理/回注工艺流程

2.3.4.3 相关有人平台生活污水处理流程

本调整井项目涉及的有人平台生活污水处理工艺为生化法和电解法。

生化法：生活污水经曝气、沉淀、氧化消毒处理后，达标排放，生化法生活污水处理系统流程见图 2-8。

电解法：生活污水经电絮凝、电解、紫外线消毒处理后，达标排放，电解法生活污水处理系统流程见图 2-9。



图 2-8 生化法生活污水处理工艺流程

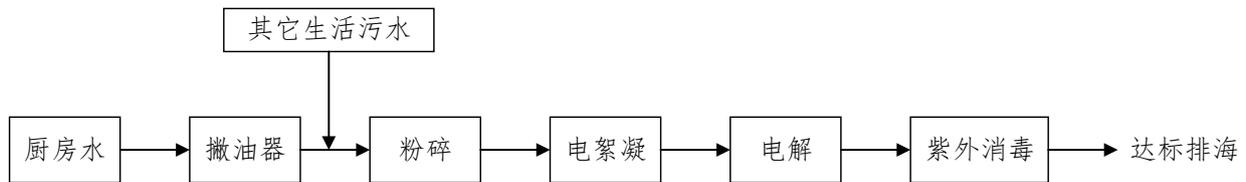


图2-9 电解法生活污水处理工艺流程

2.3.5 涉及平台环评批复情况

本调整井项目相关的环评文件批复/核准文件如下：

《涠洲 12-1 油田开发工程环境影响报告书》于 1998 年 6 月 3 日获得国家环境保护总局批复（环发[1998]89 号）。该报告书的评价工程范围包括 WZ12-1 PUQ 平台和涠洲终端及相应海底管道。

《涠洲 11-1/6-1/11-4N 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]239 号）。该报告书的评价工程范围包括 WZ11-1WHPA、WZ11-4N WHPA 平台和 WZ12-1 PAP 平台及相应海底管道。

《涠洲 11-1N 油田开发工程环境影响报告书》于 2010 年 1 月 5 日获得国家海洋局核准（国海环字[2010]2 号）。该报告书的评价工程范围包括 WZ11-1N WHPA 平台和涠洲终端及相应海底管道。

《涠洲 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》于 2010 年 12 月 21 日获得国家海洋局核准（国海环字[2010]823 号）。该报告书的评价工程范围包括 WZ 6-9/6-10WHPA、WZ 11-2WHPA 平台和涠洲终端及相应海底管道。

《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》于 2014 年 7 月 23 日获得国家海洋局核准（国海环字[2014]389 号）。该报告书的评价工程范围包括 WZ12-2WHPA、WZ12-1WWHPA、WZ11-2WHPB、WZ11-4NWHPB 等平台 and 涠洲终端及相应海底管道。

《涠洲 12-8W/6-12 油田开发工程环境影响报告书》于 2014 年 7 月 23 日获得国家海

洋局核准（国海环字[2014]389号）。该报告书的评价工程范围包括 WZ12-1 PUQB 平台、WZ6-12WHPA 平台及相应海底管道。

《涠洲油田群综合调整项目环境影响报告表》于 2018 年 2 月 28 日获得国家海洋局核准（国海环字[2018]89号）。该报告表对 WZ11-2WHPB 平台、WZ6-12WHPA 平台、WZ12-8W WHPA 平台、WZ11-4N WHPA/WHPC 平台、WZ11-4WHPB 平台和 WZ12-1WHPB 平台进行无人平台改有人驻守平台改造；并在 WZ12-1PUQB 平台增加海水纳滤系统，将 WZ12-2WHPA 平台、WZ12-2WHPB 平台、WZ11-4NWHPB 平台和 WZ12-1WWHPA 平台的注水水源由处理合格后的生产水改为纳滤处理软化后的海水。

表 2-7 本项目涉及平台环评批复及竣工验收情况

工程设施	环评报告书	批复情况	竣工验收情况
WZ12-1 PUQ 平台	《涠 12-1 油田开发工程环境影响报告书》	1998 年 6 月 3 日获得国家环境保护总局批复（环发[1998]89号）	2006 年 3 月 27 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[2006]136号）
涠洲终端			2003 年 1 月 3 日获得广西壮族自治区环境保护局竣工环境保护验收的意见（桂环验字（2003）1号）
WZ11-1WHPA 平台	《涠洲 11-1/6-1/11-4N 油田开发工程环境影响报告书》	2005 年 6 月获得国家海洋局核准（国海环字[2005]239号）	2014 年 10 月获得国家海洋局环境保护设施竣工验收复函（国海环字[2014]590号）
WZ11-4N WHPA 平台			
WZ12-1 PAP 平台			
WZ11-1N WHPA 平台	《涠洲 11-1N 油田开发工程环境影响报告书》	2010 年 1 月 5 日获得国家海洋局核准（国海环字[2010]2号）	2013 年 4 月 9 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收复函（国海环字[2013]204号）
WZ11-2 WHPA 平台	《涠洲 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》	2010 年 12 月 21 日获得国家海洋局核准（国海环字[2010]823号）	2013 年 4 月 26 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收复函（国海环字[2013]245号）
WZ6-9/6-10 WHPA 平台			
WZ12-2WHPA、WZ12-1WWHPA、WZ 11-2WHPB、WZ11-4NWHPB 等	《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》	2014 年 7 月 23 日获得国家海洋局核准（国海环字[2014]389号）	2016 年 1 月获得国家海洋局的环保设施检查批准（国海环字[2016]16号）
WZ12-1 PUQB 平台	《涠洲 12-8W/6-12 油田开发工程环境影响报告书》	2012 年 2 月 17 日获得国家海洋局核准（国海环字[2012]91号）	2014 年 4 月 8 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收复函（国海环字[2014]160号）

2.3.6 环保设施运行及污染物排放情况回顾

2.3.6.1 生产水排放及其处理设施运行情况回顾

涠洲油田群大部分的生产水都由 WZ12-1PUQB/PUQ 平台生产水处理系统统一处理, 处理合格的生产水部分回注地层, 其余部分在 WZ12-1PUQ 平台达标排海, 最近两年 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台的生产水处理情况见表 2-8 和表 2-9。从表中可见, WZ12-1 PUQ 平台生产水日均排放量最大为 7395m³/d, 未超出总量控制指标 7500m³/d; 排放生产水含油浓度最大为 13.9mg/L, 低于排放标准月均值≤20mg/L。WZ12-1PUQB 平台生产水处理后含油浓度最大为 18mg/L, 既满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 一级海域的排放要求(含油量≤20mg/L), 同时也满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中推荐注水水质含油量≤30mg/L 的要求。说明 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台的生产水处理系统运转正常, 处理效果良好。

表 2-8 WZ12-1 PUQ 平台生产水处理情况

时间	月处理量 (m ³)	月回注量 (m ³)	月排放量 (m ³)	日均排放量 (m ³)	石油类浓度 (mg/L)
2018.01	176938	143901	226788	7316	13.7
2018.02	175620	122604	206907	7390	13.9
2018.03	223195	143051	222549	7179	11.8
2018.04	215510	130391	219139	7304	13.2
2018.05	241003	157464	226225	7317	12.8
2018.06	240811	158063	221276	7376	12.7
2018.07	201185	131588	210603	6794	13.4
2018.08	203225	136788	202200	7095	13.0
2018.09	132835	122594	196343	6545	13.8
2018.1	144648	146984	227617	7342	13.4
2018.11	151255	134677	221862	7395	13.7
2018.12	149296	148826	227493	7338	13.2
2019.01	120861	122316	204512	6597	13.9
2019.02	109010	138832	199264	7117	13.6
2019.03	119331	154984	225407	7217	13.6
2019.04	119944	180634	217114	7237	13.6
2019.05	120607	170296	210910	6804	13.3
2019.06	114835	158561	216704	7223	13.5
2019.07	102592	158180	221887	7158	12.9
2019.08	105118	152183	219744	7088	13.3
2019.09	108842	150288	218289	7276	12.1
2019.10	118357	162133	222745	7185	11.8
2019.11	148192	140345	216330	7211	11.8
2019.12	152364	135600	223089	7196	12.4

表 2-9 WZ12-1 PUQB 平台生产水处理情况

时间	月处理量 (m ³)	月回注量 (m ³)	石油类浓度 (mg/L)
2018.01	346888	153137	18
2018.02	296227	142336	14
2018.03	306610	164205	13
2018.04	289237	155217	15
2018.05	316214	173528	14
2018.06	306778	168250	12
2018.07	303322	162316	15
2018.08	283408	147645	16
2018.09	268508	130823	14
2018.1	313243	146981	11
2018.11	295805	135578	13
2018.12	308520	155350	15
2019.01	254297	134036	14
2019.02	294864	161899	15
2019.03	336396	181089	14
2019.04	338747	199517	13
2019.05	337146	220556	15
2019.06	328150	196301	13
2019.07	326182	199170	14
2019.08	304707	190001	4
2019.09	296405	186958	5
2019.10	307844	203431	5
2019.11	259759	191713	9
2019.12	249803	179116	11

2.3.6.2 生活污水排放及其处理设施运行情况回顾

本调整井项目涉及的有人平台生活污水排放情况见表 2-10。根据监测结果，各平台生活污水 COD 排放浓度在 (75~274) mg/L 之间，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 一级海域的排放要求 (COD≤300mg/L)，说明各平台生活污水处理装置运行正常。

表 2-10 本项目涉及的有人平台生活污水排放情况

时间	WZ6-9/10 WHPA		WZ6-13 WHPA		WZ12-2 WHPA	
	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)
2018.01	212	183	\	\	470	222
2018.02	91	115	\	\	357	88
2018.03	290	131	\	\	420	124
2018.04	343	140	\	\	396	147
2018.05	284	129	78	261	396	100
2018.06	189	138	108	136	381	136
2018.07	200	125	89	181	398	181
2018.08	203	188	148	142	373	142

2018.09	170	121	168	182	407	182
2018.10	215	114	307	147	508	124
2018.11	224	223	286	92	389	113
2018.12	273	161	198	138	494	120
2019.01	172	172	285	169	493	178
2019.02	70	158	226	144	403	138
2019.03	219	264	302	160	497	166
2019.04	264	193	361	106	482	140
2019.05	283	140	184	111	573	121
2019.06	212	228	183	92	663	90
2019.07	287	159	223	166	634	96
2019.08	322	170	193	256	653	194
2019.09	337	154	173	274	682	188
2019.10	137	100	169	263	507	137
2019.11	160	164	177	238	492	152
2019.12	207	266	164	246	500	172
时间 (月)	WZ12-2 WHPB		WZ11-1N WHPA			
	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)		
2018.01	795	181	130	190		
2018.02	697	230	119	139		
2018.03	791	161	150	120		
2018.04	792	125	182	156		
2018.05	772	196	156	111		
2018.06	743	150	166	156		
2018.07	798	173	138	108		
2018.08	684	166	133	115		
2018.09	616	193	140	80		
2018.10	727	171	193	75		
2018.11	380	84	164	90		
2018.12	368	89	190	148		
2019.01	345	148	169	181		
2019.02	356	156	183	180		
2019.03	295	180	198	159		
2019.04	365	161	175	217		
2019.05	365	116	171	169		
2019.06	357	100	175	135		
2019.07	378	171	190	118		
2019.08	343	89	182	105		
2019.09	359	88	166	173		
2019.10	367	168	180	164		
2019.11	369	155	167	170		
2019.12	682	118	178	222		

2.4 调整井工程概况与工程分析

本调整井项目所产物流依托涠洲油田群现有设施处理，不涉及各平台生产处理设施、环保设施和其他公用设施的新建及改造。

2.4.1 建设方案

本调整井项目计划在 2020 年~2025 年 5 年内，在溇洲油田群的 10 座平台钻 31 口调整井（24 口采油井，7 口注水井），其中，利用老井眼侧钻井 27 口，内挂井槽新钻井 4 口。本调整井项目涉及的平台及井名见表 2-11。

表 2-11 本项目调整井汇总

调整井	序号	平台	原井名	新井名	井别
老井眼侧钻井 (27 口)	1	WZ6-9/10 WHPA (5 口)	WZ6-10-A7H	WZ6-10-A7S1	注水井
			WZ6-9-A3H	WZ6-9-A3H1	采油井
			WZ6-9-A16H	WZ6-9-A16H2	注水井
			WZ6-9-A19	WZ6-9-A19H1	采油井
			WZ6-9-A20H	WZ6-9-A20H1	采油井
	2	WZ6-13 WHPA (3 口)	WZ6-13-A1	WZ6-13-A1S1	采油井
			WZ6-13-A15H	WZ6-13-A15S1	注水井
			WZ6-13-A16H	WZ6-13-A16S1	注水井
	3	WZ6-1 WHPA (1 口)	WZ6-1-A3	WZ6-1-A3S1	采油井
	4	WZ12-1W WHPA (1 口)	WZ12-1W-A1	WZ12-1W-A1H1	采油井
	5	WZ12-2 WHPA (2 口)	WZ12-2-A8	WZ12-2-A8S1	采油井
			WZ12-2-A11S1	WZ12-2-A11S2	采油井
	6	WZ12-2 WHPB (6 口)	WZ12-2-B2	WZ12-2-B2S1	注水井
			WZ12-2-B5	WZ12-2-B5S1	采油井
			WZ12-2-B10	WZ12-2-B10S1	注水井
			WZ12-2-B12	WZ12-2-B12S1	采油井
			WZ12-2-B27	WZ12-2-B27S1	采油井
	7	WZ11-4N WHPA (5 口)	WZ11-4N-A3H	WZ11-4N-A3S1	采油井
			WZ11-4N-A10H	WZ11-4N-A10S1	采油井
			WZ11-4N-A11	WZ11-4N-A11H2	采油井
			WZ11-4N-A12H	WZ11-4N-A12H2	采油井
			WZ11-4N-A13H	WZ11-4N-A13H2	采油井
	8	WZ11-2 WHPA(1 口)	WZ11-2-A4H3	WZ11-2-A4H4	采油井
	9	WZ11-1N WHPA (3 口)	WZ11-1N-A4	WZ11-1N-A4S1	采油井
			WZ11-1N-A8S2	WZ11-1N-A8S3	采油井
			WZ11-4N-A17	WZ11-4N-A17S2	采油井
	内挂井槽新钻井 (4 口)	4	WZ12-1W WHPA (2 口)	--	WZ12-1W-A9H
--				WZ12-1W-A10H	注水井
10		WZ6-12 WHPA (2 口)	--	WZ6-12-A11	采油井
			--	WZ6-12-A12	采油井

注：WZ12-1W WHPA 平台老井眼侧钻井 1 口，内挂井槽新钻井 2 口。

2.4.1.1 各调整井平面布置

(1) WZ6-9/10 WHPA 平台

本平台共有 36 个井槽，目前平台已无剩余空井槽，拟在该平台实施 5 口老井侧钻调整井：WZ6-10-A7H、WZ6-9-A3H、WZ6-9-A16H、WZ6-9-A19、WZ6-9-A20H，侧钻后井号为 WZ6-10-A7S1、WZ6-9-A3H1、WZ6-9-A16H2、WZ6-9-A19H1、WZ6-9-A20H1。本平台调整井平面布置如图 2-10 所示。

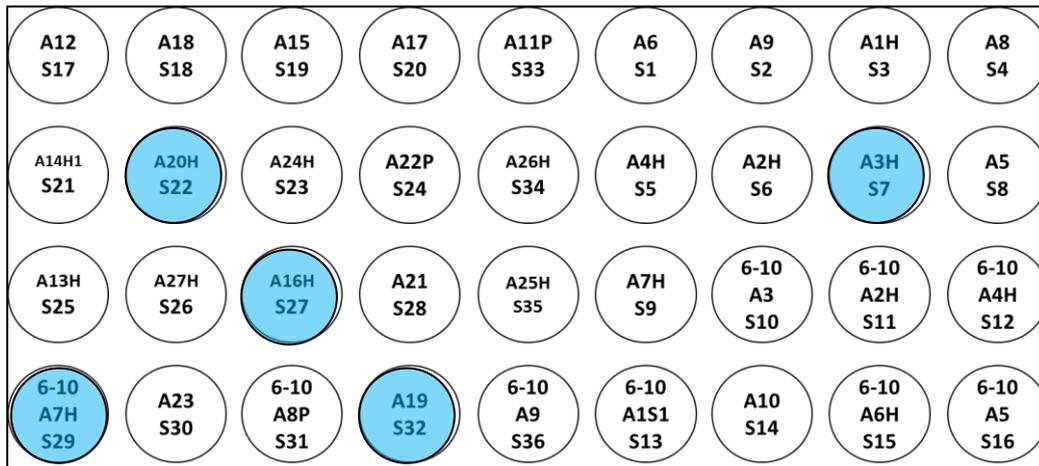


图 2-10 WZ6-9/10 WHPA 平台调整井平面布置

(2) WZ6-13 WHPA 平台

本平台共有 12 个井槽（含 4 个单筒双井），目前平台已无剩余空井槽，本次拟在该平台实施 3 口老井侧钻调整井：利用 WZ6-13-A1、WZ6-13-A15H、WZ6-13-A16H 井侧钻 3 口调整井，侧钻后井号为 WZ6-13-A1S1、WZ6-13-A15S1、WZ6-13-A16S1，本次侧钻调整井的平面布置如图 2-11 所示。

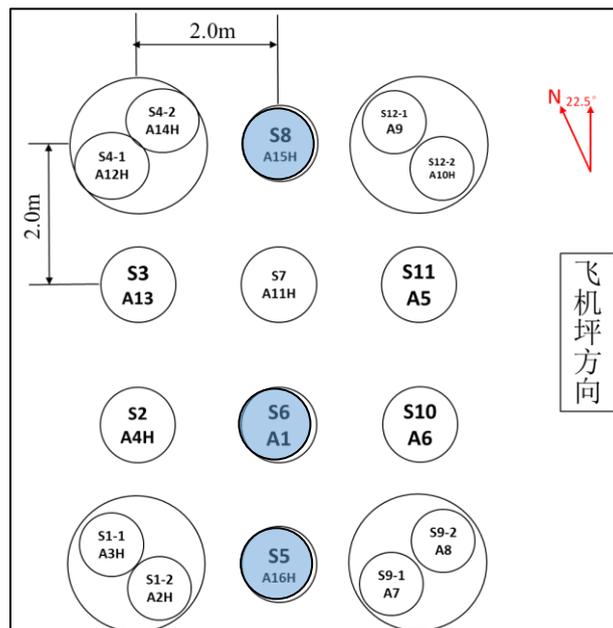


图 2-11 WZ6-13 WHPA 平台调整井平面布置

(3) WZ6-1 WHPA 平台

本平台现有采油井 3 口，此次拟在该平台实施 1 口老井侧钻调整井：利用平台现有 WZ6-1-A3 老井侧钻 1 口调整井，侧钻后井号为 WZ6-1-A3S1，本次新建调整井的平面布置如图 2-12 所示。

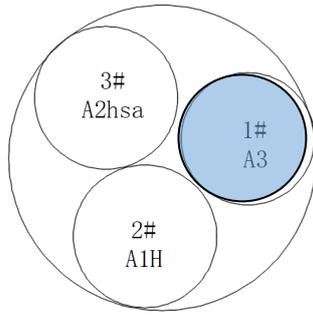


图 2-12 WZ6-1 WHPA 平台调整井平面布置

(4) WZ12-2 WHPA 平台

本平台共有 18 个槽口，含 3 个单筒双井槽口，其中 2 个单筒双井槽口内挂，井槽间距为 $2\text{m} \times 2\text{m}$ 。目前平台已无剩余空井槽。本项目在该平台实施 2 口老井侧钻调整井：利用平台现有 WZ12-2-A8、WZ12-2-A11S1 侧钻 2 口调整井，侧钻后井号为 WZ12-2-A8S1、WZ12-2-A11S2，本次新建调整井的平面布置如图 2-13 所示。

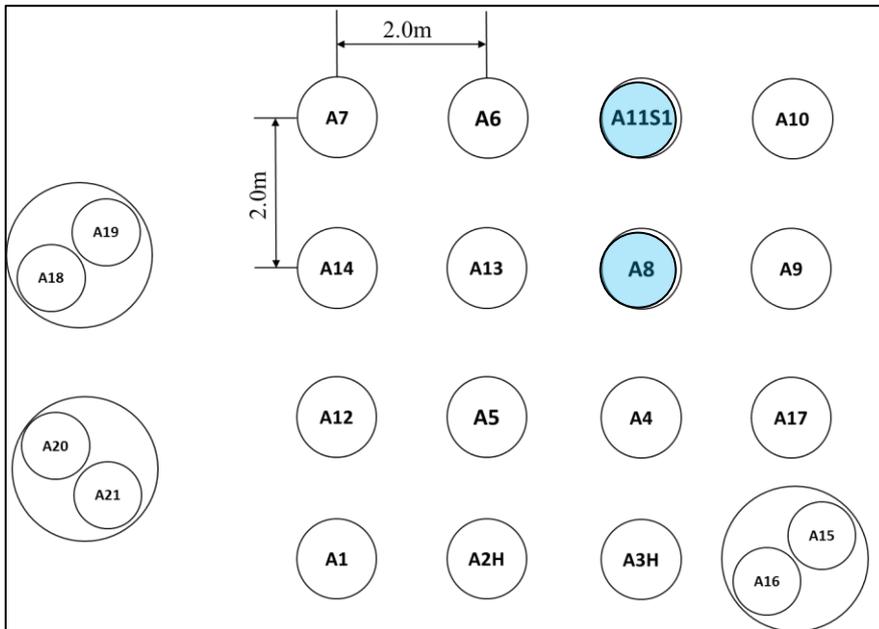


图 2-13 WZ12-2 WHPA 平台调整井平面布置

(5) WZ12-2 WHPB 平台

WZ12-2 WHPB 平台共有 40 个槽口，包含 7 个单筒双井槽口， 8×5 排列，井槽间距为 $2\text{m} \times 2.2\text{m}$ 。目前平台已无剩余空井槽。本项目在该平台实施 6 口老井侧钻调整井：利用平台现有 WZ12-2-B2、WZ12-2-B5、WZ12-2-B10、WZ12-2-B12、WZ12-2-B27、WZ12-2-B28 老井侧钻 6 口调整井，侧钻后井号为 WZ12-2-B2S1、WZ12-2-B5S1、WZ12-2-B10S1、WZ12-2-B12S1、WZ12-2-B27S1、WZ12-2-B28S1，本次新建调整井的平面布置如图 2-14 所示。

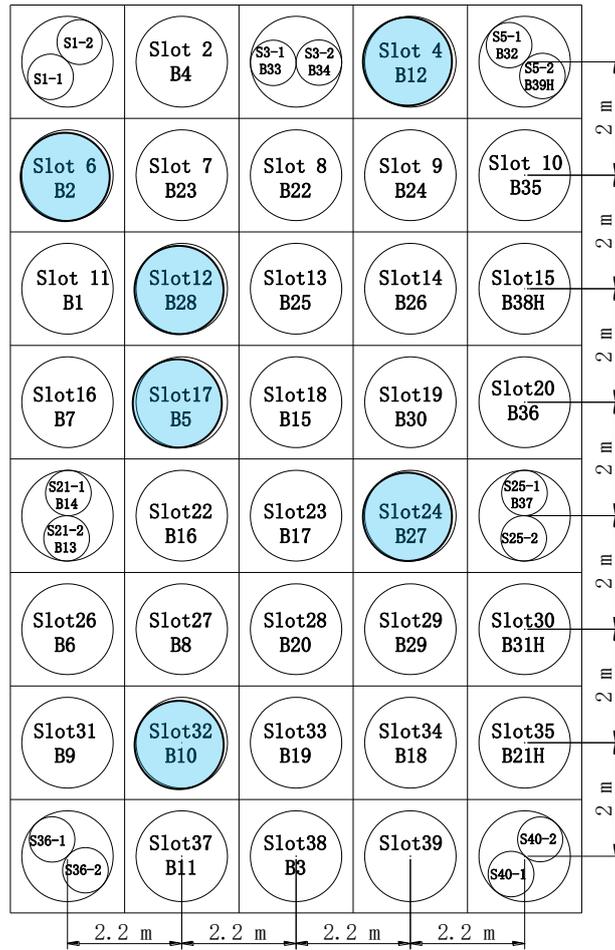


图 2-14 WZ12-2 WHPB 平台调整井平面布置

(6) WZ11-4N WHPA 平台

WZ11-4N WHPA 平台目前已无剩余空井槽。本项目在该平台实施 5 口老井侧钻调整井：利用平台现有 WZ11-4N-A3H、WZ11-4N-A10H、WZ11-4N-A11、WZ11-4N-A12H、WZ11-4N-A13H 老井侧钻 5 口调整井，侧钻后井号为 WZ11-4N-A3S1、WZ11-4N-A10S1、WZ11-4N-A11H2、WZ11-4N-A12H2、WZ11-4N-A13H2。本调整井的平面布置如图 2-15 所示。

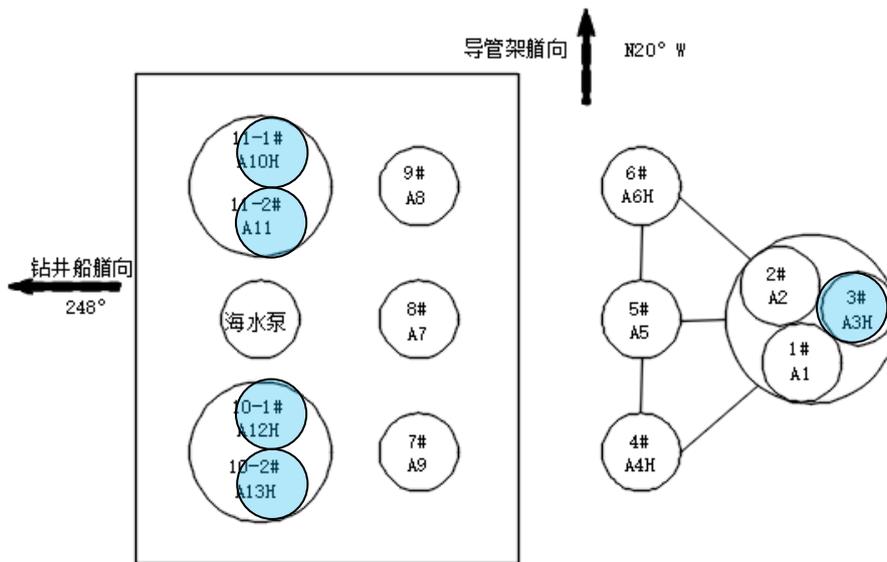


图 2-15 WZ11-4N WHPA 平台井口拟建调整井平面布置

(7) WZ11-2 WHPA 平台

WZ11-2 WHPA 平台为 3×2 井槽结构，其中 S2#及 S6#为单筒双井井槽，其余为单筒单井井槽。目前平台已无剩余空井槽。本项目在该平台实施 1 口老井侧钻调整井：利用平台现有 WZ11-2-A4H3 老井侧钻 1 口调整井，侧钻后井号为 WZ11-2-A4H4，本次新建调整井的平面布置如图 2-16 所示。

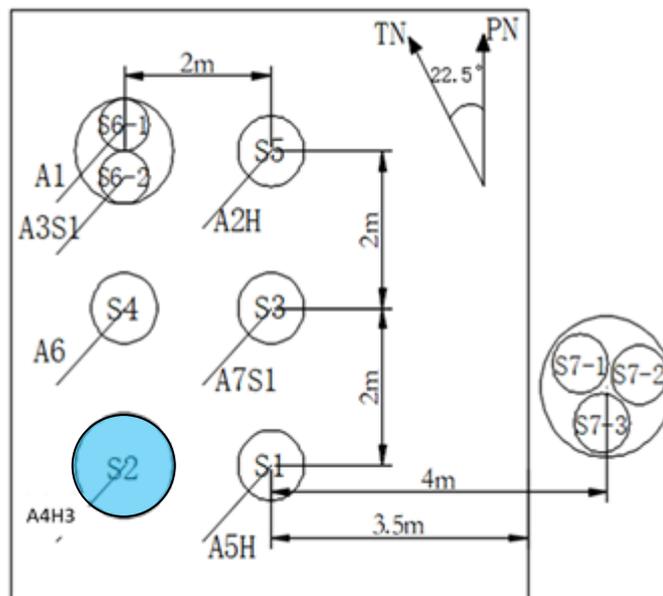


图 2-16 WZ11-2 WHPA 平台调整井平面布置

(8) WZ11-1N WHPA 平台

本平台目前已无剩余空井槽。本项目在该平台实施 3 口老井侧钻调整井：利用平台现有 WZ11-1N-A4、WZ11-1N-A8S2、WZ11-4N-A17 老井侧钻 3 口调整井，侧钻后井号为

WZ11-1N-A4S1、WZ11-1N-A8S3、WZ11-4N-A17S2，本次新建调整井的平面布置如图 2-17 所示。

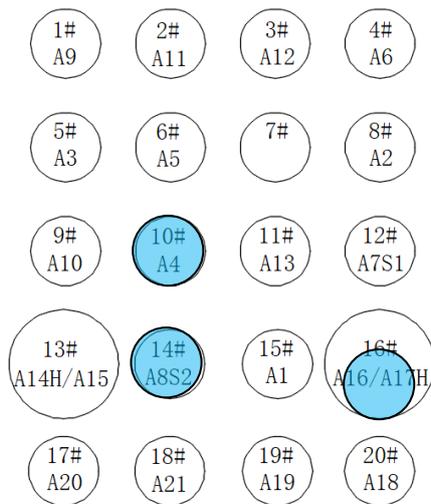


图 2-17 WZ11-1N WHPA 平台井口拟建调整井平面布置

(9) WZ12-1W WHPA 平台

WZ12-1W WHPA 平台共有 8 个井槽，目前平台已无剩余空井槽。本项目在该平台实施 1 口老井侧钻调整井：利用平台现有 WZ12-1W-A1H 老井侧钻 1 口调整井，侧钻后井号为 WZ12-1W-A1H1；在该平台新增内挂 1 个单筒双井井槽，实施 2 口调整井，井号为 WZ12-1W-A9H、WZ12-1W-A10H。本次调整井的平面布置如图 2-18 所示，内挂井槽平面布置见图 2-19。

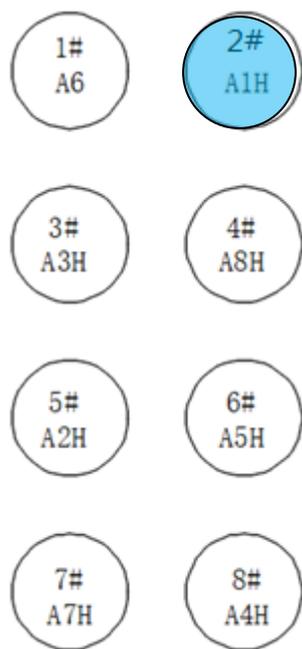


图 2-18 WZ12-1W WHPA 平台井口拟建调整井平面布置

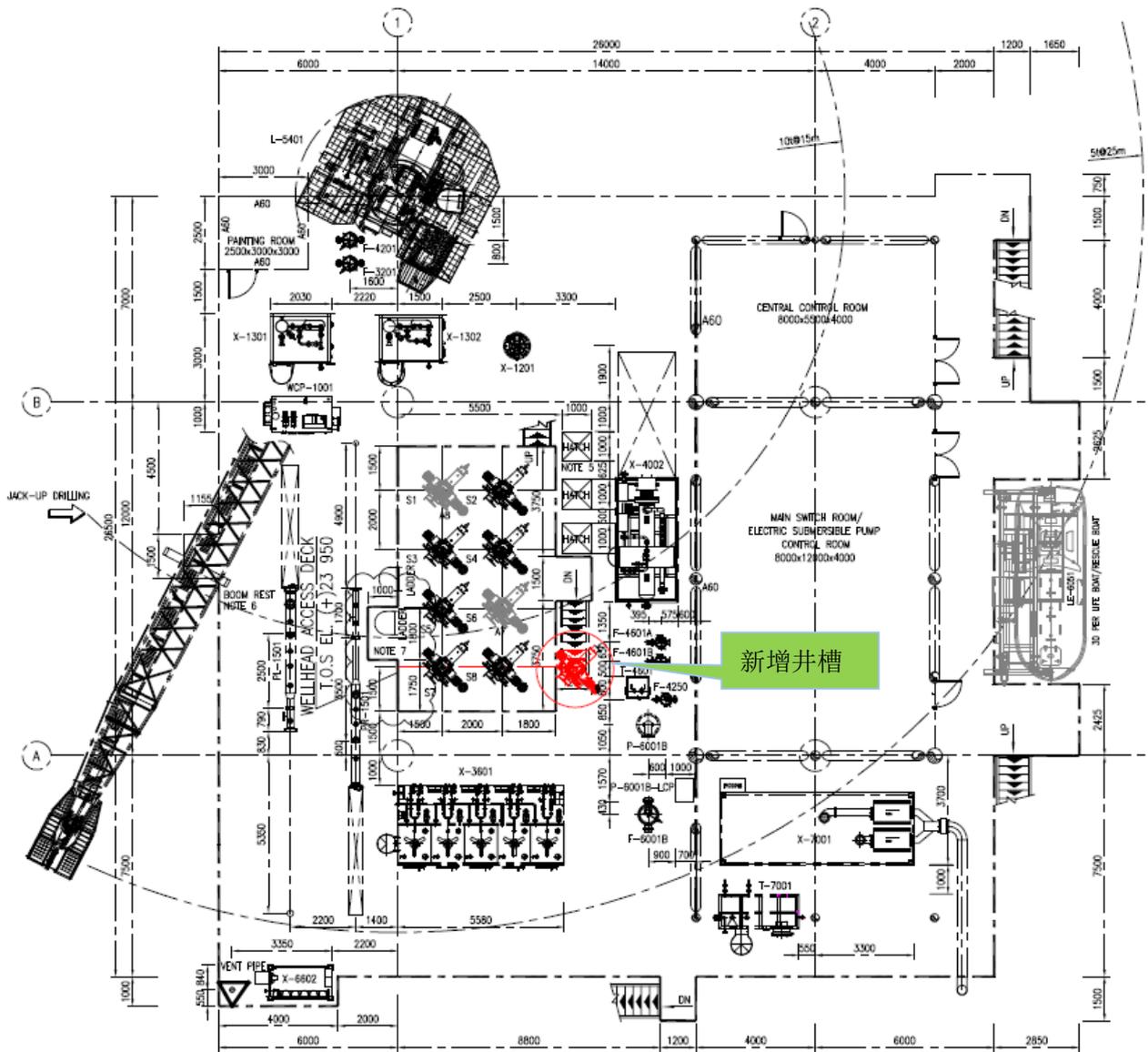


图 2-19 WZ12-1W WHPA 平台内挂井槽平面布置

(10) WZ6-12 WHPA 平台

WZ6-12 WHPA 平台共有 6 个井槽，其中 1#、3#、4#、6#井槽为单筒双井井槽，现共有生产井 10 口，目前平台已无剩余空井槽。此次在该平台新增内挂 1 个单筒双井井槽，实施 2 口调整井，井号为 WZ6-12-A11、WZ6-12-A12，本次调整井平面布置如图 2-20。

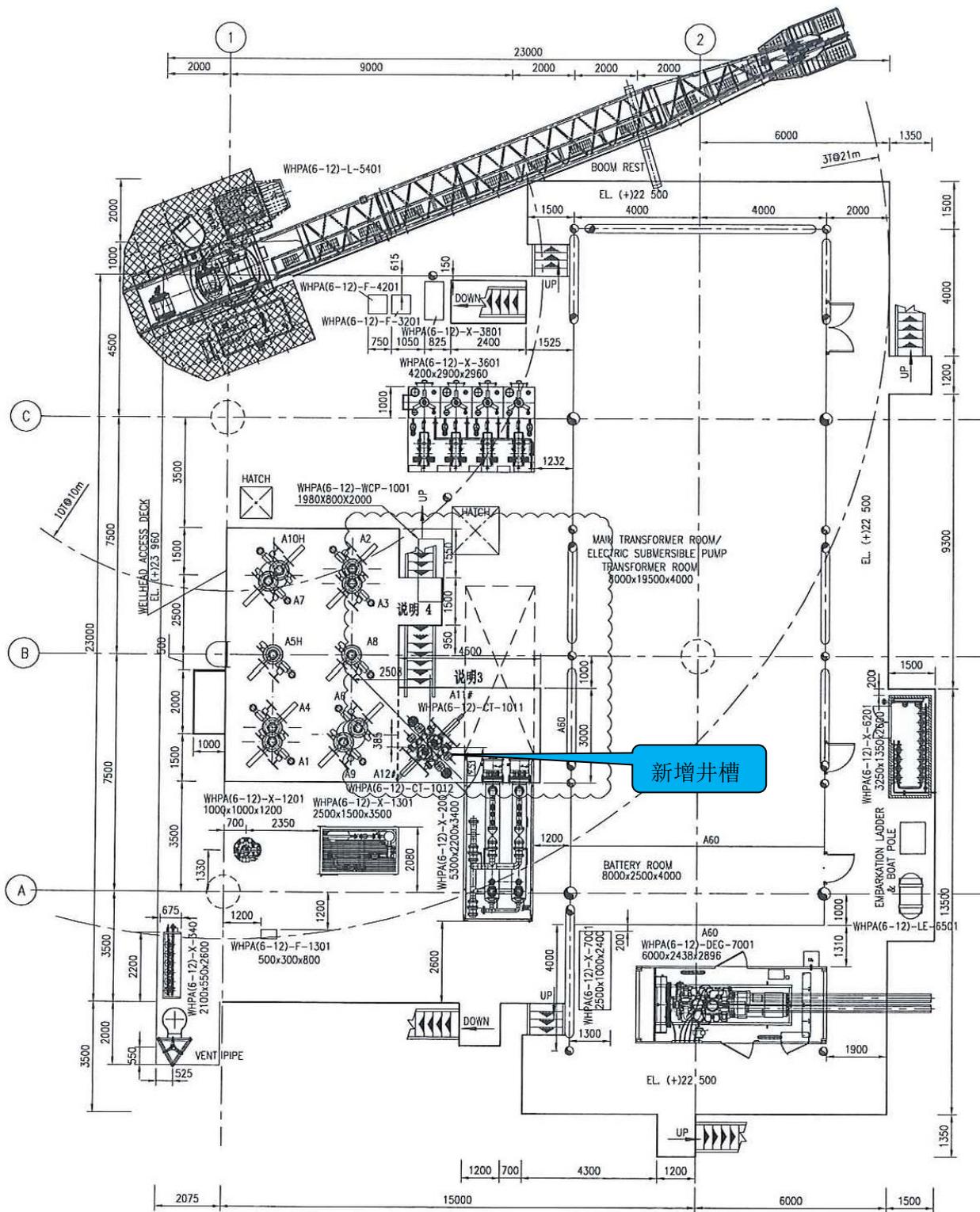


图 2-20 WZ6-12 WHPA 平台内挂井槽位置示意图

2.4.1.2 调整井井身结构

本调整井项目共实施 31 口调整井，包括 27 口老井眼测钻井，4 口内挂井槽新钻井，各调整井井身结构如下。

表 2-12 调整井井身结构

油田	井名	井身结构	井身结构	井身结构	井身结构	井身结构
涠洲 6-10	A7S1	■	■	■	■	■
涠洲 6-9	A3H1	■	■	■	■	■
	A19H1	■	■	■	■	■
	A20H1	■	■	■	■	■
	A16H2	■	■	■	■	■
涠洲 6-12	A11	■	■	■	■	■
	A12	■	■	■	■	■
涠洲 6-13	A1S1	■	■	■	■	■
	A15S1	■	■	■	■	■
	A16S1	■	■	■	■	■
涠洲 6-1	A3S1	■	■	■	■	■
涠洲 12-1W	A9H	■	■	■	■	■
	A10H	■	■	■	■	■
	A1H1	■	■	■	■	■
涠洲 12-2	A8S1	■	■	■	■	■
	A11S2	■	■	■	■	■
	B2S1	■	■	■	■	■
	B5S1	■	■	■	■	■
	B28S1	■	■	■	■	■
	B10S1	■	■	■	■	■
	B12S1	■	■	■	■	■
B27S1	■	■	■	■	■	
涠洲 11-4N	A3S2	■	■	■	■	■
	A11H2	■	■	■	■	■
	A10S1	■	■	■	■	■
	A12H2	■	■	■	■	■
	A13H2	■	■	■	■	■
涠洲 11-2	A4S4	■	■	■	■	■
涠洲 11-1N	A17S2	■	■	■	■	■
	A4S1	■	■	■	■	■
	A8S3	■	■	■	■	■

调整井分两类：利用老井眼侧钻井和内挂井槽新钻井，两类井的典型井身结构示意图见图 2-21~图 2-24。

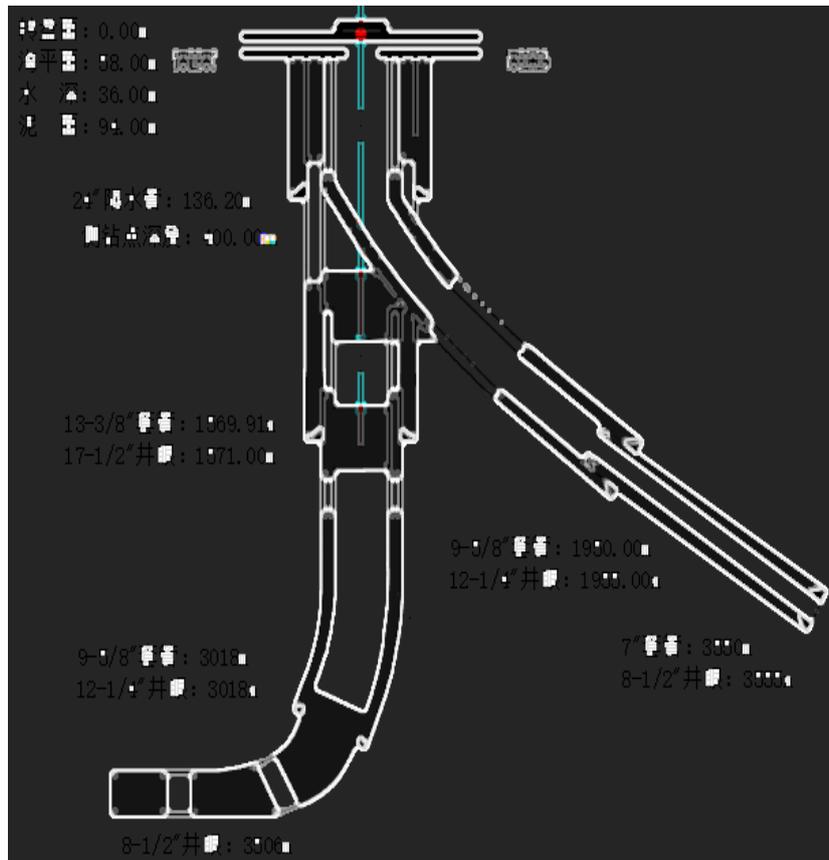


图 2-21 WZ6-10-A7S1 井身结构示意图

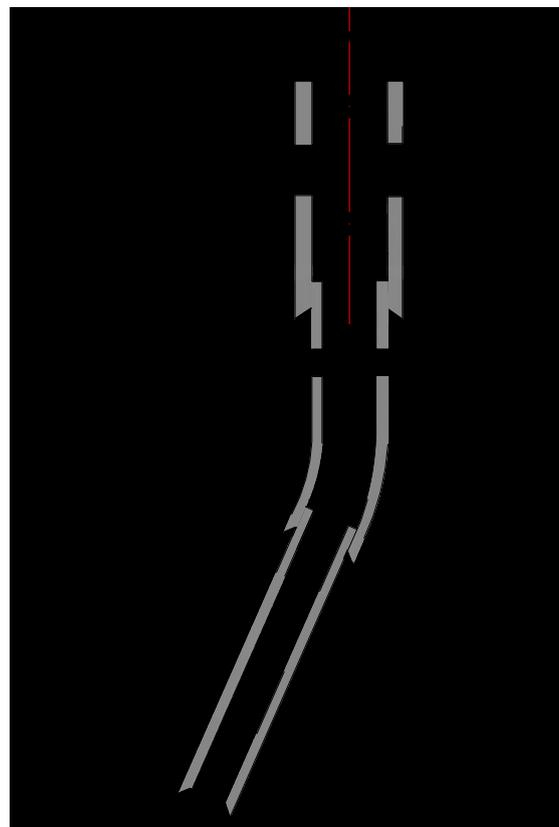


图 2-22 WZ6-12-A11 井身结构示意图

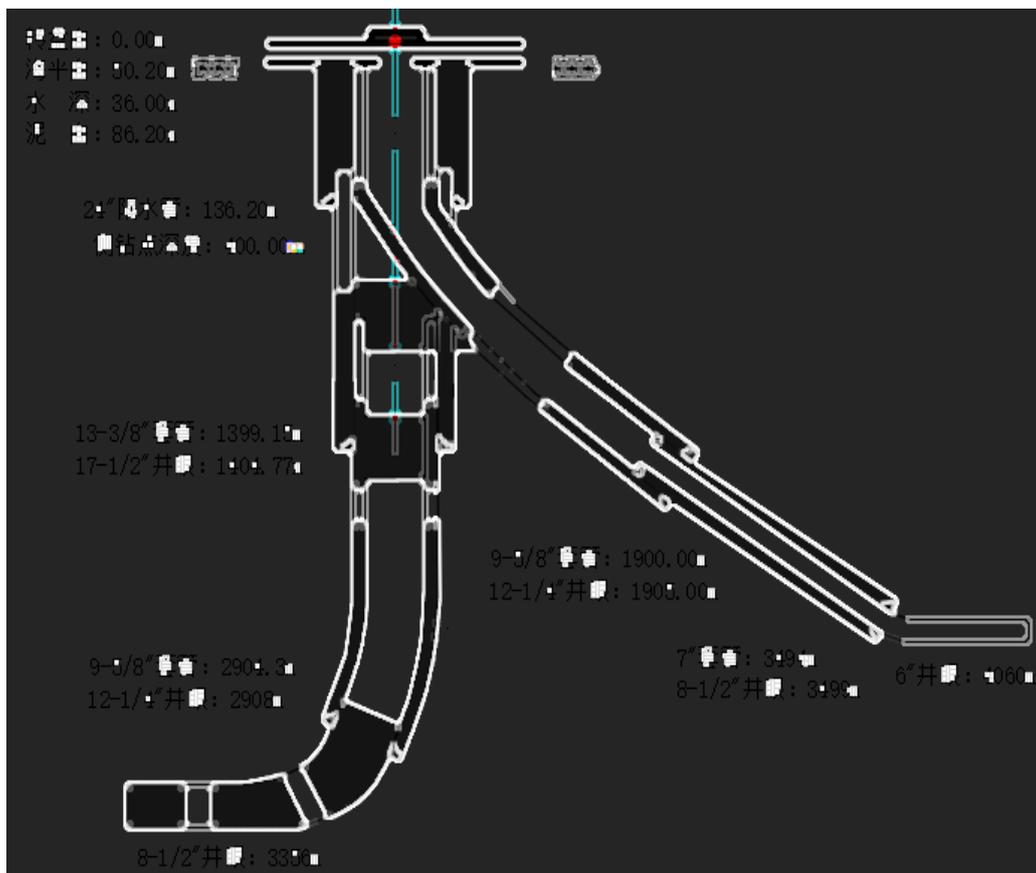


图 2-23 WZ6-9-A3H1 井身结构示意图

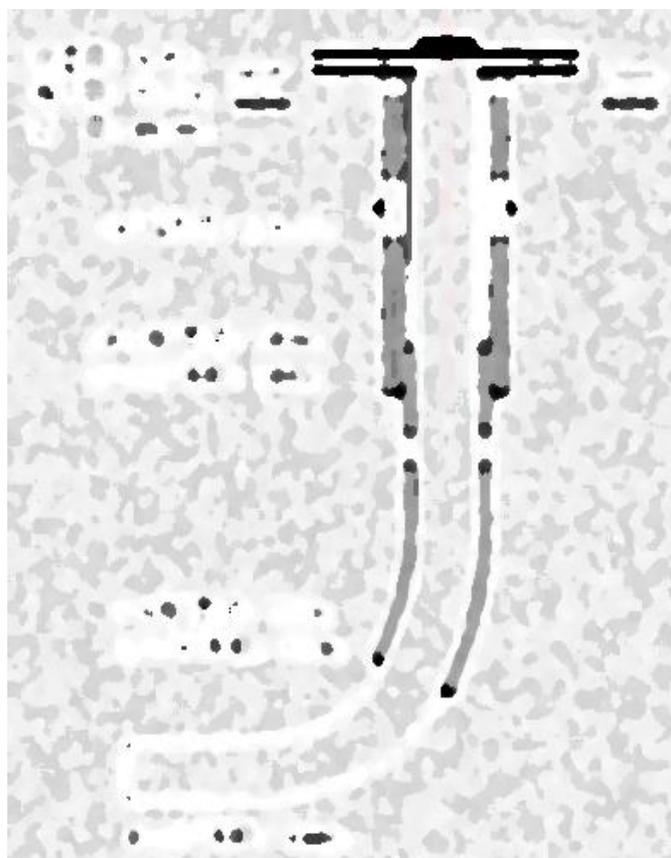


图 2-24 WZ12-1W-A9H 井身结构示意图

2.4.1.3 钻井液使用

根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，满足防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全、快速钻进、保护好储层以及环境友好的要求，钻井液设计成份见表 2-13。在项目施工阶段将视井壁稳定、钻井液技术发展水平等因素对钻井液方案进行优化，不排除根据需要使用油基钻井液的可能性；如使用油基钻井液，油基钻井液将全部回收运回陆地处理，使用油基钻井液产生的钻屑处理达标后排放，处理不达标的钻屑运回陆地处理。

表 2-13 钻井液成份

序号	水基钻井液	油基钻井液
1	低粘聚阴离子纤维素	白油
2	包被抑制剂	有机土
3	生物聚合物	油基泥浆主乳化剂
4	泥页岩抑制剂	油基泥浆辅乳化剂
5	磺化沥青	油基泥浆润湿剂
6	沥青防塌树脂	盐水
7	羟基成膜剂	碱度调节剂
8	淀粉	油基泥浆乳化封堵剂
9	碳酸钙	油基泥浆沥青防塌树脂

2.4.1.4 调整井施工方案

(1) 侧钻井弃井方案

侧钻调整井前，需要对原井进行弃井作业，主要步骤是将原井进行关井、压井作业、拆采油树并安装防喷器组、注弃井水泥塞等作业。弃井作业结束后，侧钻调整井时与正常的新钻井作业工艺基本一致。

对原井进行弃井封堵作业执行石油天然气行业标准《海洋弃井作业规范》(SY/T 6845-2011)，和中国海洋石油总公司企业标准《海洋石油弃井规范》(Q/HS 2025-2010)。

(2) 调整井完井方式

本项目调整井中的定向井井型采用套管射孔完井方式，水平井井型采用下筛管或打孔管的完井方式。

2.4.1.5 内挂井槽施工方案

(1) WZ6-12 WHPA 平台内挂井槽施工方案

本工程计划采用内挂方式新增 1 个井槽，隔水套管尺寸为 914mm。EL. (+)21 00 水平层和 EL. (+)6 000 水平层，内挂井槽的井口片与原平台结构采用焊接形式连接固定；EL. (-)11 000 水平层通过管卡连接新增井口片结构与平台导管架结构。

- 水下部分安装

新增隔水套管需要在 EL. (-)11 000 水平层设置井口片，井口片与导管架利用管卡进行固定。水下部分结构安装步骤如下：

- 1) 水下调查；
- 2) 切除各层需安装管卡位置的阳极块并移装到合适位置；
- 3) 清理各层需安装管卡位置的海生物；
- 4) 水平层上设置临时牵拉点；
- 5) 使用平台吊机辅助，从底部逐层安装；
- 6) 潜水员辅助就位，上管卡螺栓。

- 水上部分安装

水上新增结构包括：导管架第一个水平层 EL(+)6 000 新增井口片，组块上层甲板井口片。

(2) WZ12-1W WHPA 平台内挂井槽施工方案

本工程计划采用内挂方式新增 1 个井槽，隔水套管尺寸为 762mm，水上部分新增井口片与原平台结构采用焊接形式连接固定；水下部分新增井口片通过管卡与平台导管架结构连接固定。

- 水下部分安装

新增隔水套管需要在水下设置井口片，井口片与导管架利用管卡进行固定。

- 1) 水下调查；
- 2) 切除各层需安装管卡位置的阳极块并移装到合适位置；
- 3) 清理各层需安装管卡位置的海生物；
- 4) 水平层上设置临时牵拉点；
- 5) 使用平台吊机辅助，从底部逐层安装；
- 6) 潜水员辅助就位，上管卡螺栓。

- 水上部分安装

水上新增结构包括：导管架第一个水平层 EL(+)6 000 新增井口片，组块上层甲板井口片。

2.4.1.6 调整井作业计划

本调整井项目计划于 2020 年 11 月开始施工，2025 年 12 月全部完成。钻完井作业采用钻井船作业，并有一艘小型工作船参加作业，整个调整井作业时间合计约 883 天，其中包括钻井船动复员 70 天（各平台 7 天/次），钻井工期 622 天，完井工期 191 天。参加施工作业的人数约 130 人。本调整井项目建设施工作业时间及作业人数见下表。

表 2-14 本调整井项目作业时间及作业人数

平台	类别	动复员	钻井阶段	完井阶段	合计
WZ6-9/6-10WHPA	施工作业计划时间 (天)	7	113	30	150
	作业人次 (人)	130			
WZ6-12WHPA	施工作业计划时间 (天)	7	42	12	61
	作业人次 (人)	130			
WZ6-13WHPA	施工作业计划时间 (天)	7	62	18	87.5
	作业人次 (人)	130			
WZ6-1WHPA	施工作业计划时间 (天)	7	10	6	23
	作业人次 (人)	130			
WZ12-1W WHPA	施工作业计划时间 (天)	7	93	20	120
	作业人次 (人)	130			
WZ12-2WHPA	施工作业计划时间 (天)	7	45	15	67
	作业人次 (人)	130			
WZ12-2WHPB	施工作业计划时间 (天)	7	106.5	36	149.5
	作业人次 (人)	130			
WZ11-4NWHPA	施工作业计划时间 (天)	7	95.5	30	132.5
	作业人次 (人)	130			
WZ11-2WHPA	施工作业计划时间 (天)	7	16	6	29
	作业人次 (人)	130			
WZ11-1NWHPA	施工作业计划时间 (天)	7	38.5	18	63.5
	作业人次 (人)	130			

2.4.2 调整井油品性质

本调整井项目涉及油田的油品性质见下表。

表 2-15 本调整井项目涉及的油田油品性质

油田	原油密度 (20℃) (kg/m ³)	动力黏度 (50℃) (mPa.s)	运动黏度 (50℃) (mm ² /s)	凝固点 (℃)	蜡含量 (%)	沥青质 (%)	硅胶 (%)
涠洲 6-10	0.829	3.353	4.14		9.63	0.78	2.61
涠洲 6-12	0.866	16.046		25	4.13~ 14.5	4.44~ 4.99	7.82~ 10.0
涠洲 6-13	0.862	8.23			12.1	1.98	5.63
涠洲 6-9 (涠洲组)	0.86	18.58		34	24.3	2.1	8.77
涠洲 6-9 (流沙港组)	0.855	7.11	8.516		23.2	3.89	4.3
涠洲 6-1	0.864	18.46~ 21.65	21.89~ 25.64		7.75~22	1.87~ 3.85	5.11~ 6.31
涠洲 12-1W	0.8506	4.267			11.8	1.4	5.19
涠洲 12-2	0.827~0.881	3.6~28.08	/	/	7.7~22.6	0.12~4.79	0.08~8.39
涠洲 11-4N	829~881	6.7~27.3	8.4~32.1	倾点 33~36; 无凝固点	4.14~ 22.6	1.62~ 9.35	2.3~11.4
涠洲 11-2	0.859	11.71	13.94		15	2.3	9.5
涠洲 11-4N (涠)	0.827	3.97	4.206	29	15.92	0.68	3.4

油田	原油密度 (20℃) (kg/m ³)	动力黏度 (50℃) (mPa.s)	运动黏度 (50℃) (mm ² /s)	凝固点 (℃)	蜡含量 (%)	沥青质 (%)	硅胶 (%)
洲组)							
涠洲 11-4N (流 沙港组)	0.809	2.2	2.796	33.5	8.95	0.384	1.49

2.4.3 生产指标预测

本项目涉及各油田调整井投产后生产预测见表 2-16~表 2-24，本项目涉及各油田调整井投产后生产预测汇总见表 2-25，涠洲油田群生产水注产平衡见表 2-26。

表 2-26 涠洲油田群生产水产注平衡表

年份	PUQ 和 PUQB 处理总水量 (m ³ /d)	涠洲区域驱油注水量 (m ³ /d)	PUQ 生产水回注量 (m ³ /d)	PUQ 排海量 (m ³ /d)
2020	18583	8062	3500	7021
2021	19129	8043	4300	6786
2022	19296	8084	4500	6712
2023	19846	7654	6000	6192
2024	21719	7763	8000	5956
2025	22042	7301	8700	6041
2026	22394	6868	9300	6226
2027	22444	6548	9300	6595
2028	21522	6013	8400	7109
2029	21280	5406	8800	7075
2030	20848	5276	8700	6872

2.4.4 生产方案

本次调整井陆续投产后，不改变原有物流走向和工艺流程，生产物流汇集至 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台进行处理，处理合格的原油经上岸管线输送至溇洲终端，进行储存和销售；分离出的天然气部分为油田群透平发电，其余部分经上岸管线输送至溇洲终端；分离出的生产水由 WZ12-1PUQB/PUQ 平台生产水处理系统统一处理，经处理合格的生产水输往注水的平台回注地层，其余部分在 WZ12-1PUQ 平台达标排放。

2.4.5 处理能力校核

本调整井项目投产后处理能力校核见表 2-27。从表中可见，本调整井项目实施后，WZ12-1 PUQ/PUQB 的油、气、水处理能力均能满足要求。

表 2-27 调整井实施后溇洲油田群油气水处理能力校核（单位：m³/d）

平台	原油		天然气		生产水	
	生产预测	处理能力	生产预测	处理能力	生产预测	处理能力
WZ12-1 PUQ + WZ12-1 PUQB	12527	21396	137.0×10 ⁴	137.3×10 ⁴	22349	23400
校核结果	满足		满足		满足	

2.4.6 建设阶段污染物核算

本调整井项目钻井阶段产生的污染物主要为钻井液、钻屑，此外还有参加钻完井作业的船舶产生的船舶含油污水和生产垃圾，以及作业人员产生的生活污水、生活垃圾。

(1) 钻屑

本调整井项目共实施 31 口调整井，其中，利用老井眼侧钻井 27 口，内挂井槽新钻井 4 口。侧钻井侧钻点以上无钻屑量产生。根据各井井身结构计算，本调整井项目钻屑产生总量约为 9432m³，其中非油层水基钻屑量约 6255m³，油层水基钻屑量约 443m³，油基钻屑量约 2734m³。根据调整井井身结构计算钻屑量详见下表。

表 2-28 调整井钻屑量核算结果

井名			钻屑产生量(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)	油基钻井液钻屑产生量(m ³)	钻屑总量(m ³)
WZ6-10-A7S1			183	183	0	97	280
			97				
WZ6-9-A3H1			183	183	16	93	293
			93				
			16				
WZ6-9-A19H1			183	183	20	82	285
			82				
			20				
WZ6-9-A20H1			183	183	10	103	295
			103				
			10				
WZ6-9-A16H2			183	183	10	103	296
			103				
			10				
WZ6-12-A11			379	379	0	271	649
			219				
			52				
WZ6-12-A12			358	358	0	69	427
			69				
WZ6-13-A1S1			183	183	0	124	307
			124				
WZ6-13-A15S1			207	207	0	117	324
			117				
WZ6-13-A16S1			183	183	0	86	269
			86				
WZ6-1-A3S1			134	134	0	29	163
			29				
WZ12-1W-A9H			358	358	42	234	634
			234				
			42				
WZ12-1W-A10H			358	358	52	212	622
			358				

井名			钻屑产生量(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)	油基钻井液钻屑产生量(m ³)	钻屑总量(m ³)
			212				
			52				
WZ12-1W-A1H1			183	183	9	130	322
			130				
			9				
WZ12-2-A8S1			207	207	0	129	336
			129				
WZ12-2-A11S2			207	207	0	82	289
			82				
WZ12-2-B2S1			183	183	0	90	273
			90				
WZ12-2-B5S1			183	183	0	76	259
			76				
WZ12-2-B28S1			183	183	0	88	271
			88				
WZ12-2-B10S1			183	183	0	117	300
			117				
WZ12-2-B12S1			183	183	0	47	230
			47				
WZ12-2-B27S1			183	183	0	49	232
			49				
WZ11-4N-A3S2			134	134	34	0	167
			34				
WZ11-4N-A11H2			170	170	38	0	208
			38				
WZ11-4N-A10S1			195	195	0	134	330
			117				
			17				
WZ11-4N-A12H2			171	171	16	89	277
			89				
			16				
WZ11-4N-				159	16	83	257

井名			钻屑产生量(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)	油基钻井液钻屑产生量(m ³)	钻屑总量(m ³)
A13H2			159				
			83				
			16				
WZ11-2-A4S4			134	134	58	0	192
			58				
WZ11-1N-A17S2			170	170	58	0	228
			58				
WZ11-1N-A4S1			171	171	34	0	205
			34				
WZ11-1N-A8S3			183	183	30	0	213
			30				
合计			--	6255	443	2734	9432

(2) 钻井液

钻井作业中钻井液循环使用，其排放环节主要有4个：外排钻屑携带、提钻携带、固井置换及钻井作业完成后的一次性排放，钻井液核算结果见表2-29。本次31口调整井钻井液产生总量约为24254 m³，其中非油层水基钻井液产生量约8913m³，油层水基钻井液产生量约5159m³，油基钻井液产生量约10181m³。水基钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放，最大排放速率约35m³/h。

表 2-29 本调整井项目钻井液产生量

井名	非油层段水基钻井液(m ³)	油层段水基钻井液(m ³)	油基钻井液(m ³)	钻井液总量(m ³)
WZ6-10-A7S1	296		387	683
WZ6-9-A3H1	296	318	385	999
WZ6-9-A19H1	296	317	377	990
WZ6-9-A20H1	296	317	390	1004
WZ6-9-A16H2	296	318	390	1004
WZ6-12-A11	247		589	836
WZ6-12-A12	234		338	572
WZ6-13-A1S1	296		403	700
WZ6-13-A15S1	311		407	718
WZ6-13-A16S1	296		380	677
WZ6-1-A3S1	274		332	606
WZ12-1W-A9H	234	425	441	1100
WZ12-1W-A10H	234	424	427	1085
WZ12-1W-A1H1	296	326	408	1030
WZ12-2-A8S1	311		415	726

井名	非油层段 水基钻井液(m ³)	油层段 水基钻井液(m ³)	油基钻井液(m ³)	钻井液总量 (m ³)
WZ12-2-A11S2	311		385	696
WZ12-2-B2S1	296		383	679
WZ12-2-B5S1	296		374	670
WZ12-2-B28S1	296		381	678
WZ12-2-B10S1	296		399	696
WZ12-2-B12S1	296		356	652
WZ12-2-B27S1	296		357	653
WZ11-4N-A3S2	274	335		609
WZ11-4N-A11H2	296	350		646
WZ11-4N-A10S1	296		726	1022
WZ11-4N-A12H2	289	313	378	980
WZ11-4N-A13H2	289	310	374	973
WZ11-2-A4S4	290	358		648
WZ11-1N-A17S2	296	362		659
WZ11-1N-A4S1	289	343		632
WZ11-1N-A8S3	288	341		629
合计	8913	5159	10181	24254

(3) 船舶污染物

本调整井项目计划于2020年11月开始施工，2025年12月全部投产。钻完井作业采用钻井船，并有一艘小型工作船参加作业，整个调整井作业周期合计时间约为883天，包括钻井船动复员70天（各平台7天/次），钻井工期622天，完井工期191天。参加施工作业的人数约130人。本调整井项目建设施工作业时间及作业人数见表2-30。

表 2-30 调整井项目作业周期及作业人次

平台	类别	动复员	钻井阶段	完井阶段	合计
WZ6-9/6-10WHPA	施工作业计划时间(天)	7	113	30	150
	作业人次(人)	130			
WZ6-12WHPA	施工作业计划时间(天)	7	42	12	61
	作业人次(人)	130			
WZ6-13WHPA	施工作业计划时间(天)	7	62.5	18	87.5
	作业人次(人)	130			
WZ6-1WHPA	施工作业计划时间(天)	7	10	6	23
	作业人次(人)	130			
WZ12-1W WHPA	施工作业计划时间(天)	7	93	20	120
	作业人次(人)	130			
WZ12-2WHPA	施工作业计划时间(天)	7	45	15	67
	作业人次(人)	130			
WZ12-2WHPB	施工作业计划时间(天)	7	106.5	36	149.5
	作业人次(人)	130			
WZ11-4NWHPA	施工作业计划时间(天)	7	95.5	30	132.5
	作业人次(人)	130			
WZ11-2WHPA	施工作业计划时间(天)	7	16	6	29
	作业人次(人)	130			

WZ11-1NWHPA	施工作业计划时间 (天)	7	38.5	18	63.5
	作业人次 (人)	130			

• 船舶生活垃圾

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

本调整井项目调整井作业天数为 883 天，作业人数为 130 人，生活垃圾产生量约 172t；内挂井槽安装作业天数为 180 天，作业人数为 50 人，生活垃圾产生量约为 13.5t。

• 船舶生活污水

生活污水平均每人每天按 0.35m³ 计算。调整井项目调整井作业天数为 883 天，作业人数为 130 人，生活污水产生量约 40176m³；内挂井槽安装作业天数为 180 天，作业人数为 50 人，生活污水产生量约 3150m³。

• 船舶生产垃圾

本调整井项目调整井作业期间使用钻井船作业，并有 1 艘小型工作船参加作业。钻井船生产垃圾产生量按 5t/年计算，小型工作船生产垃圾产生量按 0.5t/年计算，生产垃圾产生量合计约 13.3t。内挂井槽作业期间使用守护拖轮 1 艘，小型工作船生产垃圾产生量按 0.5t/年计算，生产垃圾产生量合计约 0.25t。

• 船舶含油污水

本调整井项目调整井作业期间使用钻井船作业，并有一艘小型工作船参加作业。钻井船船舶含油污水按 0.5 m³/(船·日) 计算，小型工作船含油污水按 5 m³/(船·月) 计算，船舶含油污水产生量合计约 589m³。内挂井槽作业期间使用守护拖轮 1 艘，小型工作船含油污水按 5 m³/(船·月) 计算，船舶含油污水产生量合计约 30m³。建设阶段主要污染物产生量和处理方式见表 2-31。

表 2-31 本项目建设阶段主要污染物产生量和处理方式汇总

污染物		产生/排放量 (m ³)	最大排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑	非油层水基钻井液钻屑 (m ³)	6255	131.7m ³ /d	悬浮沙	排海
	油层水基钻井液钻屑 (m ³)	443	-	悬浮沙、石油类	处理达标的排放， 处理不达标的运回陆地处理
	油基钻井液钻屑 (m ³)	2734	-		
钻井液	非油层段水基钻井液 (m ³)	8913	35m ³ /h	悬浮沙	排海
	油层段水基钻井液	5159		悬浮沙、石油类	处理达标后排放， 处理不达标的运回陆地处理
	油基钻井液	10181		悬浮沙、石油类	运回陆地处理
船舶污染物	船舶含油污水 (m ³)	619	-	石油类	处理达标排放
	船舶生活污水 (m ³)	43326	-	COD 等	处理达标后排放，严格执行

污染物	产生/排放量 (m ³)	最大排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
				船舶水污染物排放控制标准
船舶生活垃圾 (t)	185.5	-	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物在距最近陆地 3 海里至 12 海里 (含) 的海域, 粉碎至直径不大于 25mm 后排放; 在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。食品包装物等运回陆地处理
船舶生产垃圾 (t)	13.55	-	废旧器件、油棉纱等	运回陆地处理

2.4.7 生产阶段污染物核算

在正常生产阶段, 主要污染源/污染物包括生产水、生活垃圾、生活污水、生产垃圾等, 作业船舶产生的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾等船舶污染物。

本调整井投产后, 由于依托的现有工程 WZ12-1PUQ/PUQB 平台等设施上的作业人数不变, 生产阶段调整井项目生产物流及污染物处理均依托现有设施。在生产运营期间, 原有工程的生产处理规模、船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物产生量及排放量不变。

调整井项目涉及的各平台生产水由 WZ12-1PUQ/PUQB 平台生产水处理系统统一处理, 处理至满足排放要求的生产水部分进入注水系统, 经处理满足注水标准后回注地层, 其余部分在 WZ12-1PUQ 平台达标排海。本调整井项目投产后, WZ12-1PUQ/PUQB 平台生产水最大排放量为 7109m³/d (259.5×10⁴m³/a), 未超过已批复的总量控制指标 7500m³/d (275×10⁴m³/a)。

3 污染与非污染要素分析

3.1 建设阶段污染物与非污染物要素分析

调整井项目钻完井作业期间排放的钻井液、钻屑等，对工程设施周围海水水质、海底底质、海洋生物生态、底栖生物和渔业资源的影响；钻完井期间船舶污染物排放对海水水质的影响；钻完井期间可能发生的溢油事故对所在渔业资源保护区、产卵场、及附近海洋保护区等环境敏感目标的潜在影响。

3.2 生产阶段污染物与非污染物要素分析

本调整井项目投产后，涠洲油田群（除涠洲 11-4 油田）各平台产生的生产水由 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台生产水处理系统统一处理，处理至满足排放要求的生产水部分进入注水系统，经处理满足注水标准后部分回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海。本调整井项目投产后，WZ12-1 PUQ 平台预测最大生产水排放量为 7109m³/d，未超过已批复的排海总量控制指标 7500 m³/d。生产水对海洋环境的影响不会加重。

本调整井项目不涉及涠洲油田群各平台生产设施和环保设施的新建及改造。本调整井项目投产后，调整井项目涉及的各平台生活污水、生活垃圾、生产垃圾和船舶污染物的产生量不增加，环境影响不会加重。

3.3 环境影响因子的筛选与判别

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

表 3-1 调整井项目环境影响因素分析

	污染物	影响因子	排放方式	影响对象	影响程度
钻井液	非油层水基钻井液	悬浮物	一次性排放	海洋环境	短期 局部 轻微
	油层水基钻井液	悬浮物、石油类	经处理达标后排放，处理后不达标的运回陆地交有资质单位处理	海洋环境	
	油基钻井液	悬浮物、石油类	不排放，运回陆地交有资质单位处理	/	
钻屑	非油层水基钻井液钻屑	悬浮物	点源排放	海洋环境	
	油层水基钻井液钻屑	悬浮物、石油类	经处理达标后排放，处理后不达标的运回陆地交有资质单位处理	海洋环境	
	油基钻井液钻屑	悬浮物、石油类	经处理达标后排放，处理后不达标的运回陆地交有资质单位处理	海洋环境	
	生产水	石油类	大部分处理合格回注 小部分处理后达标排海	海洋环境	长期 局部
	生活污水	COD	处理后达标排海	海洋环境	
	事故性溢油	石油类	潜在溢油	海洋环境敏感目标	短期 局部

4 环境现状分析

4.1 自然环境概况

4.1.1 气象

本调整井项目所处涠洲油田群海域年平均气温 23℃，其中年最高气温 35.4℃，年最低气温 2.9℃。每年 5~11 月份为台风季节，夏季风级一般 3~4 级，最大阵风 6~7 级，风向西南；冬季一般 6~7 级，最大阵风 9~10 级，风向东北。

4.1.1.1 季风特征

本调整井项目所处涠洲油田群海域属我国东部亚热带季风气候，每年 5 月至 11 月受西北太平洋台风及南海台风影响，但由于东有雷州半岛、南有海南岛作为屏障，风力有所减弱，6 级风以上的平均每年为 3 至 4 次，8 级风以上的平均每年为 2 至 3 次。工程海域 11 月至翌年 4 月主要受北方寒潮大风影响。常年主导风向为东北偏北（NNE），占全年的 14%，其次是东南偏东（ESE），占全年的 13%。每年 10 月至次年 3 月盛行东北偏北风，4 月和 9 月为季风转换时期，风向多变，5 月至 8 月盛行西南偏南风（SSW）和东南偏南风（SSE）。

4.1.1.2 波浪

调整井项目所在海域的波浪主要受台风和季风影响，波浪的主方向为西南偏南（SSW），占全年的 16.5%。各月平均有效波高均不超过 1.5m，年平均有效波高为 0.8m，最大有效波高为 4.4m。

4.1.2 水文

中海油服物探事业部工程勘察作业公司于 2016 年 11 月在涠洲 12-8 油田东区及周边海域开展了潮流、潮位调查，以下资料引自调查报告《海洋环境调查报告》（资料来源：中海油田服务股份有限公司湛江分公司：《涠洲 12-8 东区开发工程海洋环境调查报告书》）。调查站位 S1：20°43.600'N，109°01.507'E。

4.1.2.1 海流

根据实测海流资料，海流特征统计见表 4-1~表 4-3。根据统计结果，观测期间表层流速最大发生在偏 NNE~SSW 方向（其中 NNE 方向流速最大为 65.0cm/s，SSW 方向流速最大为 64.9cm/s）；中层流速最大发生在偏 NNE~SW 方向（其中 SW 方向流速最大为 65.0 cm/s，NNE 方向流速最大为 64.9 cm/s）；底层流速特征同表层和中层，SSW 方向流速最大为 54.0 cm/s，NNE 方向流速最大为 53.8 cm/s。

根据统计结果，观测期间表层海流的显著流向为 N（占 15.4%），中层海流的显著流向为 N（占 14.3%），底层海流的显著流向 NNE（占 11.0%）。

表 4-1 实测海流特征统计表（表层）

方向	频率 (%)	平均流速 (cm/s)	最大流速 (cm/s)
N			
NNE			
NE			
ENE			
E			
ESE			
SE			
SSE			
S			
SSW			
SW			
WSW			
W			
WNW			
NW			
NNW			

表 4-2 实测海流特征统计表（中层）

方向	频率 (%)	平均流速 (cm/s)	最大流速 (cm/s)
N			
NNE			
NE			
ENE			
E			
ESE			
SE			
SSE			
S			
SSW			
SW			
WSW			
W			
WNW			
NW			
NNW			

表 4-3 实测海流特征统计表（底层）

方向	频率 (%)	平均流速 (cm/s)	最大流速 (cm/s)
N			
NNE			
NE			
ENE			
E			
ESE			
SE			

方向	频率 (%)	平均流速 (cm/s)	最大流速 (cm/s)
SSE			
S			
SSW			
SW			
WSW			
W			
WNW			
NW			
NNW			

4.1.2.2 潮流

S1 测站表层数据计算的潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$ 为 2.03, 表明该海域表层潮流为不正规全日潮流。根据《港口与航道水文规范》(JTS145-2015) 计算出表、中、底层的最大可能流速分别为 65.4 cm/s、71.8 cm/s、48.8 cm/s, 对应方向依次为 27 度、31 度、25 度。

4.1.2.3 余流

根据最新的文献研究成果(引自《中国区域海洋学-物理海洋学》(2012 年)), 本工程所在的北部湾是一个半封闭海湾, 余流主要由风海流、密度流和潮致余流等成分组成。通过对两次实测海流数据(S1 测站 1 调查时间为 11 月份, 可代表冬季; 周边历史测站调查时间为 8~9 月份, 可代表夏季)的调和分析(见表 4-4), 得出油田所在海域在冬季和夏季的余流流速较小, 各层流速均不超过 5cm/s; 冬季和夏季的余流流向均为 NW 向, 符合整个北部湾为逆时针环流的文献研究成果描述。

表 4-4 工程海域余流特征

站位	要素	表层	中层	底层
S1 测站 1	流向 (°)			
	流速 (cm/s)			
周边历史测站	流向 (°)			
	流速 (cm/s)			

4.1.2.4 潮汐

根据潮位观测资料调和分析, 根据潮汐类型公式 $E_1 = (H_{K1}+H_{O1})/H_{M2}$, 可以得出 $E_1 = (H_{K1}+H_{O1})/H_{M2} = 6.09$, 式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此, 潮汐类型属于正规全日潮。

根据潮汐调和常数推算, 相对于海图基准面, 最高天文潮位为 5.50m, 最低天文潮位为 -0.11m, 最大潮差为 5.61m。

4.1.3 地形地貌与冲淤环境

4.1.3.1 地形地貌

调整井项目所在海域地貌资料色度较为均匀，海底地形平坦。主要地貌特征是少量渔业活动的锚沟、已建管缆痕迹、钻井船活动痕迹、拖痕等。除此之外，未发现明显的海底障碍性物体。

4.1.3.2 冲淤环境

为了分析工程海域海底冲淤环境特征，本报告搜集了工程海域附近 WZ12-2 WHPA 平台场址 2013 年 3 月份水深调查成果（引自《涠西南油田群联合开发平台场址和管线路由工程物探和工程地质调查报告》（2013 年）），与 2014 年 8 月份完成的 WZ12-2 WHPB 至 WZ12-2 WHPA 预定管线路由在 WZ12-2 WHPA 平台场址处的水深调查成果（引自《涠洲 12-2 油田二期开发工程平台场址和管线路由工程物探和工程地质调查报告》（2015 年））进行对比分析。

通过对 2013 年和 2014 年相同区域水深调查结果的对比，可以看出两次水深没有明显差异，说明该区域冲淤环境相对稳定，没有明显冲淤发生。

根据工程地质调查资料，工程海域海底表层土主要由非常软到稍硬的砂质粘土和粉质粘土组成，其厚度范围约为 2.2m~3.6m；根据水动力调查资料，该海域海底最大可能流速为 27.3cm/s；综合水深调查资料、水动力环境资料和海底表层土壤性质可以初步判断工程海域海底发生冲淤的可能性很小。

4.2 环境质量现状

4.2.1 调查概述

本部分主要根据国家海洋局南海环境监测中心于 2018 年 4 月 22 日~25 日的调查结果，调查范围东经 108°17'864"E~109°20'438"E、北纬 20°30'463"N~21°09'921"N，设 44 个调查站位，其中水质调查站 44 个，沉积物调查站 27 个，生物生态（浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）调查站 27 个。环境质量现状调查的站位布设见图 4-1，调查站位坐标和调查项目见表 4-5。

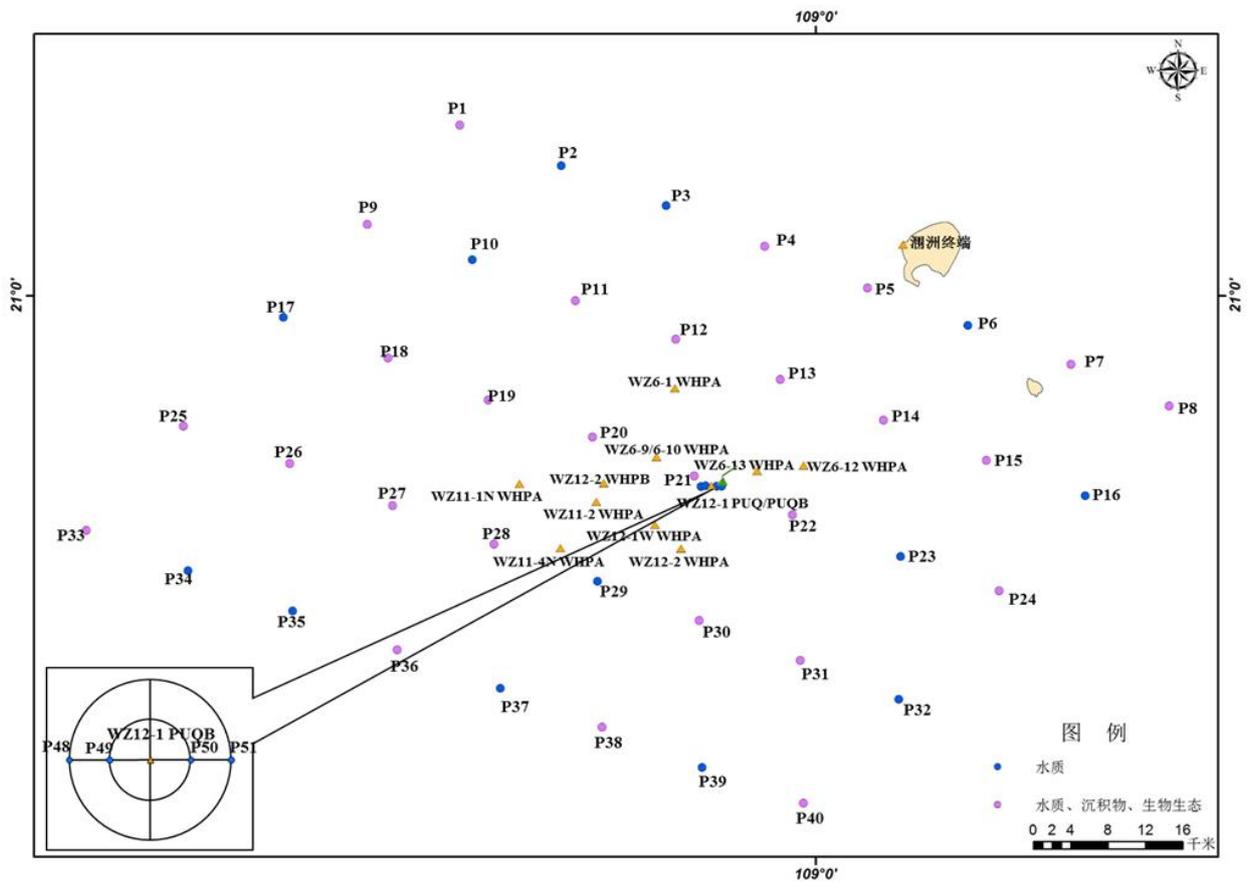


图 4-1 环境质量现状调查站位布设

表 4-5 调查站位及调查项目

序号	站号			调查项目
1	P1*			水质、沉积物、生物生态
2	P2			水质
3	P3			水质
4	P4			水质、沉积物、生物生态
5	P5			水质、沉积物、生物生态
6	P6			水质
7	P7			水质、沉积物、生物生态
8	P8			水质、沉积物、生物生态
9	P9			水质、沉积物、生物生态
10	P10			水质
11	P11*			水质、沉积物、生物生态
12	P12			水质、沉积物、生物生态
13	P13			水质、沉积物、生物生态
14	P14			水质、沉积物、生物生态
15	P15			水质、沉积物、生物生态
16	P16			水质
17	P17			水质
18	P18			水质、沉积物、生物生态
19	P19			水质、沉积物、生物生态
20	P20			水质、沉积物、生物生态

序号	站号			调查项目
21	P21*			水质、沉积物、生物生态
22	P22			水质、沉积物、生物生态
23	P23			水质
24	P24			水质、沉积物、生物生态
25	P25			水质、沉积物、生物生态
26	P26			水质、沉积物、生物生态
27	P27			水质、沉积物、生物生态
28	P28			水质、沉积物、生物生态
29	P29			水质
30	P30			水质、沉积物、生物生态
31	P31*			水质、沉积物、生物生态
32	P32			水质
33	P33			水质、沉积物、生物生态
34	P34			水质
35	P35			水质
36	P36			水质、沉积物、生物生态
37	P37			水质
38	P38			水质、沉积物、生物生态
39	P39			水质
40	P40			水质、沉积物、生物生态
41	P48			水质
42	P49			水质
43	P50			水质
44	P51*			水质

注：1) 带*采平行双样。2) 叶绿素 a 和水文气象站同水质站。

4.2.2 环境质量现状调查结果分析与评价

4.2.2.1 海水水质现状

海水水质调查要素主要包括水温、盐度、pH、石油类、挥发酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、化学需氧量 COD、溶解氧 DO、活性磷酸盐、无机氮和悬浮物等 18 项。水质调查分 3 层进行，分别为表层（0.5m）、10m 和底层（高于海底泥线 2m）；其中石油类仅进行表层取样调查。海水水质现状评价选用的评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。海水水质标准见表 4-6，海水水质现状调查项目分析结果见表 4-7，单项标准指数分析结果见表 4-8。

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

部分站位溶解氧的单项标准指数大于 1，超过第一类海水水质标准要求，符合第二类海水水质标准。

调查海域溶解氧仅底层的1个样品(P30)含量超第一类海水水质标准,超标率为1.9%,最大超标倍数为0.11,超标样品的含量符合第二类海水水质标准;表层、10m层和底层其他站位样品均符合第一类海水水质标准。

上述超标因子的评价等级统计结果见表4-9。

表4-6 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 同时不超出该海域正常变动范围的0.2 pH单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围的0.5 pH单位	
溶解氧	> 6 mg/L	> 5 mg/L	> 4 mg/L	> 3 mg/L
化学需氧量	≤ 2 mg/L	≤ 3 mg/L	≤ 4 mg/L	≤ 5 mg/L
活性磷酸盐	≤ 0.015 mg/L	≤ 0.030 mg/L		≤ 0.045 mg/L
无机氮	≤ 0.20 mg/L	≤ 0.30 mg/L	≤ 0.40 mg/L	≤ 0.50 mg/L
石油类	≤ 0.05 mg/L		≤ 0.30 mg/L	≤ 0.50 mg/L
铜	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L	
铅	≤ 0.001 mg/L	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L
锌	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.050 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.50 mg/L
镉	≤ 0.001 mg/L	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	
总铬	≤ 0.05 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.20 mg/L	≤ 0.50 mg/L
汞	≤ 0.00005 mg/L	≤ 0.0002 mg/L		≤ 0.0005 mg/L
砷	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.030 mg/L	≤ 0.050 mg/L	
硫化物	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.050 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.25 mg/L
挥发酚	≤ 0.005 mg/L		≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L

表4-7 海水水质要素分析结果统计

分析项目	表层	10m层	底层
水温 (°C)	22.38~25.58	20.59~23.35	20.26~24.17
盐度	31.837~33.036	31.863~33.038	31.903~32.974
pH	8.15~8.30	8.17~8.31	8.15~8.26
DO (mg/L)	6.33~8.02	6.32~7.91	5.93~7.38
COD (mg/L)	nd~0.93	0.22~0.95	nd~0.92
石油类 (mg/L)	0.010~0.028	-	-
挥发酚 (μg/L)	nd~4.3	0.8~4.1	nd~3.3
硫化物 (μg/L)	nd~0.2	0.1~0.2	0.1~0.3
悬浮物 (mg/L)	0.06~20	0.2~22.2	0.2~22.4
DIN (mg/L)	0.0199~0.1110	0.0226~0.1281	0.0203~0.1031
PO ₄ -P (mg/L)	0.0010~0.0051	0.0010~0.0056	0.0010~0.0085
汞 (μg/L)	0.017~0.025	0.017~0.024	0.017~0.025
砷 (μg/L)	1.6~2.3	1.6~2.1	1.7~2.1
锌 (μg/L)	1.9~14.4	2.2~11.8	1.6~10.0
镉 (μg/L)	nd~0.23	0.14~0.57	0.18~0.30
铅 (μg/L)	0.4~0.9	0.3~0.9	0.3~0.9
铜 (μg/L)	nd~1.3	nd~1.4	nd~1.4
总铬 (μg/L)	0.41~0.76	0.41~0.78	0.40~0.73

注: 检出限: COD<0.15mg/L; 挥发酚<0.8μg/L; 硫化物<0.2μg/L; 镉<0.09μg/L; 铜<0.6μg/L

表 4-8 海水水质单项标准指数分析结果统计

分析项目	表层	10m 层	底层
pH	0.00~0.43	0.06~0.46	0~0.29
DO	0.00~0.68	0.00~0.72	0.12~1.11
COD	0.04~0.47	0.11~0.48	0.04~0.46
石油类	0.20~0.56	-	-
挥发酚	0.08~0.86	0.16~0.82	0.08~0.66
硫化物	0.01	0.01	0.01~0.02
DIN	0.10~0.55	0.11~0.64	0.10~0.52
PO4-P	0.07~0.34	0.07~0.37	0.07~0.57
汞	0.34~0.50	0.34~0.48	0.34~0.50
砷	0.08~0.11	0.08~0.11	0.08~0.11
锌	0.10~0.72	0.11~0.59	0.08~0.50
镉	0.05~0.23	0.14~0.57	0.18~0.30
铅	0.40~0.90	0.30~0.85	0.30~0.90
铜	0.06~0.26	0.06~0.28	0.06~0.28
总铬	0.01	0.01~0.02	0.01~0.01

注：“nd”表示样品测值低于检出限，检出率占样品频数的 1/2 以上(包括 1/2)或不足 1/2 时,未检出部分分别取检出限的 1/2 和 1/4 量参加统计运算。下同。

表 4-9 海区海水超标评价因子的水质类别统计

评价因子		超标站位	最大超标倍数	超标率
DO	底层	P30	1.11	1.9%

调查海区海水中 DO 存在轻微超标，超标样品的含量符合第二类海水水质标准。监测海区海水中 DO 的含量主要受季节及水深影响，超标样品出现在底层。

4.2.2.2 海洋沉积物质量现状

海洋沉积物评价因子为有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、总铬和砷共 10 项，沉积物质量标准见表 4-10，沉积物质量现状分析结果见表 4-11。

由表 4-11 可知，溇洲油田群所在海域调查海区沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷和石油类的含量均符合《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)中第一类海洋沉积物质量标准，无超标样品。

表 4-10 海洋沉积物质量标准

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

调查结果表明，海区表层沉积物质量现状良好。

表 4-11 沉积物底质现状分析

评价因子	底质现状	标准指数	超标率(%)
有机碳	$(0.22 \sim 1.11) \times 10^{-2}$	0.11~0.56	0
硫化物	$(4 \sim 9) \times 10^{-6}$	0.01~0.03	0
铜	$(11.1 \sim 23.2) \times 10^{-6}$	0.32~0.66	0
汞	$(0.028 \sim 0.136) \times 10^{-6}$	0.14~0.68	0
铅	$(15.3 \sim 52.7) \times 10^{-6}$	0.26~0.88	0
锌	$(43.3 \sim 75.1) \times 10^{-6}$	0.29~0.50	0
镉	$(0.02 \sim 0.37) \times 10^{-6}$	0.04~0.74	0
砷	$(3.18 \sim 8.44) \times 10^{-6}$	0.16~0.42	0
总铬	$(17.6 \sim 37.3) \times 10^{-6}$	0.22~0.47	0
石油类	$(3.08 \sim 13.80) \times 10^{-6}$	0.01~0.03	0

4.2.2.3 生物生态现状

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

(1) 叶绿素 a 及初级生产力

调查海域表层叶绿素 a 值的变化范围在 $(0.16 \sim 1.28) \text{ mg/m}^3$ ，平均值为 0.62 mg/m^3 ；10m 层叶绿素 a 值的变化范围在 $(0.16 \sim 1.44) \text{ mg/m}^3$ ，平均值为 0.68 mg/m^3 ；底层叶绿素 a 值的变化范围在 $(0.33 \sim 1.42) \text{ mg/m}^3$ ，平均值为 0.72 mg/m^3 ；该调查海区叶绿素 a 含量低于 5 mg/m^3 ，为贫营养海区。

调查海域各站初级生产力的变化范围在 $(0.87 \sim 4.51) \times 10^2 \text{ mg} \cdot \text{C}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，平均值为 $2.20 \times 10^2 \text{ mg} \cdot \text{C}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，初级生产力总体水平处于中低水平。

(2) 浮游植物

调查海域浮游植物共鉴定出 2 门 34 属 111 种，其中硅藻有 68 种，占总种数的 61.3%；甲藻有 43 种，占总种数的 38.7%；赤潮生物 45 种，占总种数的 40.5%。浮游植物密度变

化范围在 $(0.98\sim 7.36)\times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均密度为 3.36×10^4 个/ m^3 。优势种为中心圆筛藻、巨圆筛藻、叉角藻、尖刺菱形藻、具尾鳍藻、纺锤角藻、掌状冠盖藻、五角多甲藻、大角角藻。

调查海域各站浮游植物多样性指数 (H') 为 3.02~4.39, 平均为 3.79; 均匀度 (J') 为 0.67~0.95, 平均为 0.84; 丰富度 (d) 指数为 1.19~1.75, 平均为 1.50。调查海区多样指数 100% 的站位多样性大于 3, 显示为清洁海区。总体看, 调查海区西部多样性较高, 海区浮游植物群落结构较好。

(3) 浮游动物

调查该海域浮游动物共鉴定出 96 种, 其中浮游幼体 (鱼卵和仔稚鱼) 26 类。浮游动物隶属于 14 个类群, 其中以桡足类最多, 为 38 种, 占浮游动物总种类数的 31.1%, 水母类 21 种, 占总种类数的 17.2%, 被囊类 8 种, 占总种类数的 6.6%, 毛颚类 5 种, 端足类、十足类、介形类和翼足类各 4 种, 枝角类、糠虾类各 2 种, 原生动物、磷虾类、涟虫类和异足类各 1 种。优势种为夜光虫、肥胖箭虫、鸟喙尖头蚤、双生水母、五角水母、软拟海樽和锥形宽水蚤。生物量变化范围为 $(13.10\sim 279.66)\text{mg}/m^3$, 平均生物量为 $120.84\text{mg}/m^3$; 个体数量变化范围为 $(21.46\sim 608.09)$ 个/ m^3 , 平均为 203.47 个/ m^3 。

调查海域浮游动物多样性指数 (H') 为 0.81~3.73, 平均为 2.83; 均匀度 (J') 指数为 0.19~0.80, 平均为 0.64; 丰富度 (d) 为 1.80~4.83, 平均为 3.23。总体来看, 调查海区浮游动物种类较为丰富, 多样性和均匀度等群落各项指标无显著异常。

(4) 底栖生物

调查海域底栖生物共鉴定出 8 大类 124 种, 其中节肢动物最多, 有 34 种, 占总种类数的 27.4%; 其次为软体动物, 有 30 种, 占 24.2%; 脊索动物有 24 种, 占 19.4%; 环节动物有 17 种, 占 13.7%; 棘皮动物有 13 种, 占 10.5%; 其它类群共有 6 种, 占 4.8%。优势种为刺足掘沙蟹、须赤虾、波纹巴非蛤和触角尖尾鱼。底栖生物生物量变化范围在 $(0.39\sim 17)\text{g}/m^2$ 之间, 平均为 $4.42\text{g}/m^2$; 生物密度变化范围在 $(5\sim 40)$ 个/ m^2 之间, 平均为 18.8 个/ m^2 。

调查海域各站底栖生物多样性指数 (H') 为 2.57~4.38, 平均为 3.61; 均匀度 (J') 为 0.58~0.94, 平均为 0.80; 丰富度 (d) 为 3.91~6.20, 平均为 5.04。由此可以看出调查海区生物多样性较好; 均匀度平均值较高, 种类分布较均匀; 丰富度变化不大, 底栖生物种类丰富度的平均值较高, 说明海区的底栖生物种类丰富。

(5) 生物质量

本次调查共分析底栖生物 10 种 42 个样品, 其中鱼类有 5 种 20 个样品, 甲壳类有 1

种 12 个样品，贝类有 1 种 6 个样品，软体类有 3 种 4 个样品。贝类评价标准采用《海洋生物质量》(GB 18421-2001)；软体类、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质（除铬、砷、石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量（软体类、鱼类）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。评价标准见表 4-12。生物质量调查要素一览表见表 4-13。生物质量统计结果和标准指数计算见表 4-14 和 4-15。超标因子的评价等级统计结果见表 4-16。

表 4-12 生物体污染物评价标准（湿重： $\times 10^{-6}$ ）

标准	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
贝类（一类）	0.05	1.0	10	0.1	0.2	20	0.5	15
贝类（二类）	0.1	5.0	25	2.0	2.0	50	2.0	50
贝类（三类）	0.3	8.0	50 (牡蛎 100)	6.0	5.0	100 (牡蛎 500)	6.0	80
鱼类	0.3	/	20.0	2	0.6	40	/	20
甲壳类	0.2	/	100.0	2	2.0	150	/	/
软体动物	0.3	/	100	10	5.5	250	/	20

调查数据表明，鱼类、甲壳类和软体类的各项评价因子的单项标准指数值和平均标准指数值均小于 1，样品超标率为 0，满足生物质量标准的要求。

贝类体内的 Pb、Cd、Cr 和 Zn 有不同程度的超标现象：不能满足第一类《海洋生物质量标准》的要求，但均能满足第二类标准的限值要求。

总的来说，海区底栖生物中鱼类、甲壳类和软体类生物质量较好，各项评价因子均未超标；贝类的重金属超标现象较为普遍，海区特征污染物石油类在生物体内含量处于较低水平，能够满足生物质量要求。

表 4-13 生物质量调查要素一览表

类型	项目	使用标准及检测方法	仪器设备	检出限 ($\times 10^{-6}$)
生物质量	石油烃	GB17378.6-2007 荧光分光光度法	F-4600 荧光分光光度计	0.50
	多环芳烃	HY/T147.3-2013 气相色谱-质谱法	安捷伦 7890A-5975C 气相色谱-质谱联用仪	0.50
	汞	GB17378.6-2007 原子荧光法	AFS9560 原子荧光光度计	0.002
	砷			0.2
	铜	GB17378.6-2007 火焰原子吸收分光光度法	ContrAA700 原子吸收分光光度计	0.1
	铅			0.1
	锌			0.2
	镉			0.02
总铬	0.10			

表 4-14 海洋生物质量分析结果 (湿重: $\times 10^{-6}$)

站位	生物名	■	■	■	■	■	■	■	■
P1	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	波纹巴非蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
P11	帕氏四盘耳乌贼	■	■	■	■	■	■	■	■
	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	波纹巴非蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	大鳞孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	大鳞孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P15	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
	波纹巴非蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P18	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
	波纹巴非蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
	双沟鬘螺	■	■	■	■	■	■	■	■
P21	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	触角沟鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	双沟鬘螺	■	■	■	■	■	■	■	■
P22	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
	短蛸	■	■	■	■	■	■	■	■
P24	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
P25	大鳞孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P27	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	花斑裸胸鳝	■	■	■	■	■	■	■	■
	波纹巴非蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	大鳞孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	波纹巴非蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P31	大鳞孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P33	大鳞孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
P40	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
P42	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
P44	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	孔鳃虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	大鳞舌鲷	■	■	■	■	■	■	■	■
P8	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	须赤虾	■	■	■	■	■	■	■	■

站位	生物名	■	■	■	■	■	■	■	■
海区	鱼类平均	■	■	■	■	■	■	■	■
	甲壳类平均	■	■	■	■	■	■	■	■
	贝类平均	■	■	■	■	■	■	■	■
	软体类平均	■	■	■	■	■	■	■	■

注：“nd”表示未检出，当检出率为 1/2 以上（含 1/2）时，统计时以检出限的 1/2 表示，检出率不足 1/2 时，统计时以检出限的 1/4 表示。

表 4-15 底栖生物单项标准指数

站位	生物名	类别	■	■	■	■	■	■	■
P1	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		
	波纹巴非蛤	贝类	■	■	■	■	■	■	■
	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
P11	帕氏四盘耳乌贼	软体类	■	■	■	■	■		
	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
P12	波纹巴非蛤	贝类	■	■	■	■	■	■	■
P13	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		
	大鳞孔鰕虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■		
P14	大鳞孔鰕虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■		
P15	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
	波纹巴非蛤	贝类	■	■	■	■	■	■	■
P18	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
P19	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
	波纹巴非蛤	贝类	■	■	■	■	■	■	■
P20	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
	双沟鬘螺	软体类	■	■	■	■	■		
P21	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		
P21	触角沟鰕虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■		
P21	双沟鬘螺	软体类	■	■	■	■	■		
P22	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
P22	短蛸	软体类	■	■	■	■	■		
P24	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		
P25	大鳞孔鰕虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■		
P27	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		
P27	花斑裸胸鳝	鱼类	■	■	■	■	■		
P27	波纹巴非蛤	贝类	■	■	■	■	■	■	■
P28	大鳞孔鰕虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■		
P28	波纹巴非蛤	贝类	■	■	■	■	■	■	■
P31	大鳞孔鰕虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■		
P33	大鳞孔鰕虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■		
P33	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		
P40	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		
P40	大鳞舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■		
P42	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■		

站位	生物名	类别	■	■	■	■	■	■	■	■
P42	大鳞舌鳎	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P44	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P44	孔鳃虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	孔鳃虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	大鳞舌鳎	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P8	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	须赤虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
鱼类	平均		■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率 (%)		■	■	■	■	■	■	■	■
甲壳类	平均		■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率 (%)		■	■	■	■	■	■	■	■
贝类	平均		■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率 (%)		■	■	■	■	■	■	■	■
软体类	平均		■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率 (%)		■	■	■	■	■	■	■	■

注：“/”表示无此项。

表 4-16 调查海区底栖生物质量超标因子超标统计

评价因子	超标站位	最大超标倍数(出现站位)	超标率(%)
贝类	Pb	P1、P12、P15、P19、P27、P28	4.08 倍 (P15)
	Cd	P1、P15	0.43 倍 (P15)
	Cr	P15	0.02 倍 (P40)
	Zn	P27	0.05 倍 (P27)

4.3 渔业资源现状

4.3.1 调查概况

渔业资源资料根据广东海洋大学于 2018 年 9 月 3 日~9 月 7 日的调查结果《涠洲油田群渔业资源现状调查与评价》及有关科学研究成果。调查范围为 108°30'E ~110°E、20°N ~21°30'N，覆盖本调整井项目所处海域。渔业资源调查站位见图 4-2 和表 4-17。

渔业资源调查拖网船为“北渔 69010”，总吨位 258t，净吨位 109t，主机功率 441kW，底拖网具上纲约 44m，每站拖网 1h，拖网速度平均为 3nmile/h，每站拖网扫海面积 0.122km²。渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存运回实验室详细测定生物学数据，详见表 4-18。

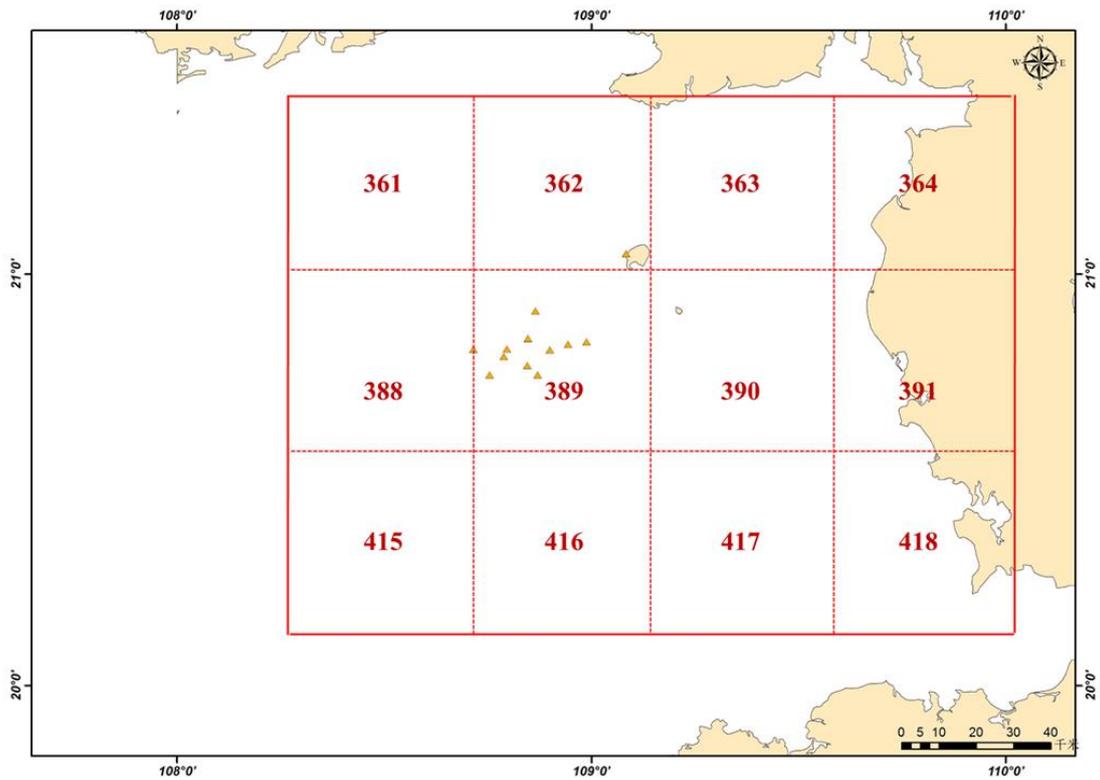


图 4-2 渔业资源调查站位

表 4-17 渔业资源调查站位坐标

站位	调查方式	经度	纬度
418	拖网调查		
417	拖网调查		
416	拖网调查		
364	拖网调查		
388	拖网调查		
389	拖网调查		
415	拖网调查		
361	拖网调查		
362	拖网调查		
390	拖网调查		
391	拖网调查		
363	拖网调查		

表 4-18 调查用渔船船舶、渔具参数

序号	技术指标	参数
1	船名	北渔 69010
2	船长	33.34m
3	型宽	7 m
4	主机功率	441kW
5	总吨位	258t
6	净吨位	109 t
7	网口周长	88 m
8	最小网目尺寸	4 cm

4.3.2 渔业资源调查与评价结果

4.3.2.1 鱼类资源状况

本次调查共捕获鱼类 120 种，隶属 88 属 56 科 14 目。其中，经济价值较高的种类有 50 种，占鱼类种类数的 41.67%，占总重量的 31.21%，占总数量的 33.31%；经济价值一般的种类有 50 种，占鱼类种类数的 41.67%，占总重量 55.98%，占总数量的 36.43%；经济价值较低的种类有 20 种，占鱼类种类数的 16.67%，占总重量的 12.81%，占总数量的 30.26%。

本次调查鱼类资源量范围 (224.89~1011.84) kg/km²，平均值为 595.10kg/km²；资源密度范围(7608~115518)尾/km²，平均值 48880 尾/km²。其中，幼鱼资源密度范围(5317~80136)尾/km²，平均 34162 尾/km²，资源量范围 (157.18~707.17) kg/km²，平均值 415.92 kg/km²；成鱼资源密度范围 (2291~34782) 尾/km²，平均 14718 尾/km²，资源量范围 (67.71~304.67) kg/km²，平均值 179.18 kg/km²。

4.3.2.2 鱼卵和仔稚鱼

调查所获样品共鉴定出鱼卵 7 种，仔稚鱼 32 个种类。

鱼卵、仔稚鱼水平拖曳调查中，鱼卵密度变化范围 (0.1~31.05) 粒/100m³，平均 8.57 粒/100m³；仔稚鱼密度变化范围 (0~10.76) 尾/100m³，平均 2.35 尾/100m³。

鱼卵、仔稚鱼垂直拖曳调查中，鱼卵密度变化范围在(0~383.58)粒/100m³，平均为 83.83 粒/100m³；仔稚鱼密度变化范围在(0~1178.17)尾/100m³，平均为 166.79 尾/100m³。

4.3.2.3 头足类资源状况

调查共鉴定出头足类 15 种，按经济价值区分，经济价值较高的种类有 7 种，占本次调查头足类总重量的 44.05%，总数量的 10.46%。头足类渔获重量变化范围为 (0.21~3.33) kg/h，平均为 1.63kg/h；头足类渔获尾数变化范围 (2~156) 尾/h，平均 69 尾/h。

调查海域头足类资源量范围 (3.44~54.55) kg/km²，平均值 26.74kg/km²；资源密度范围 (33~2553) 尾/km²，平均值 1118 尾/km²。其中，头足类幼体资源量范围 (1.36~21.56) kg/km²，平均值 10.57kg/km²，资源密度范围 (13~1009) 尾/km²，平均值 442 尾/km²；头足类成体资源量范围 (2.08~32.99) kg/km²，平均值 16.17kg/km²，资源密度范围 (20~1544) 尾/km²，平均值 676 尾/km²。

4.3.2.4 甲壳类资源状况

本次调查共鉴定出甲壳类 59 种，其中虾类 27 种，蟹类 32 种。甲壳类渔获总重 212.99kg，其中虾类 89.53kg，蟹类 123.46kg，分别占总渔获的 18.45%和 13.38%；甲壳类渔获总尾数为 18535 尾，其中虾类 10933 尾，蟹类 7602 尾，分别占渔获总数量的 13.77%和 19.81%。

其中，虾类渔获重量变化范围为（0.09~28.73）kg/h，平均为 7.46kg/h，渔获数量变化范围为（16~4922）尾/h，平均为 912 尾/h；蟹类渔获重量变化范围为（0.66~19.82）kg/h，平均为 10.29kg/h，获尾数变化范围为（6~1919）尾/h，平均 634 尾/h。

调查海域虾类资源量范围在（1.40~470.10）kg/km²，平均值为 122.08 kg/km²；资源密度范围在（262~80535）尾/km²，平均值 14910 尾/km²。其中，虾类幼体资源量范围（0.28~92.80）kg/km²，平均值 24.10kg/km²，资源密度范围（52~15898）尾/km²，平均值 2943 尾/km²；虾类成体资源量范围（1.12~377.30）kg/km²，平均值 97.98kg/km²；资源密度范围（210~64637）尾/km²，平均值 11967 尾/km²。

蟹类资源量范围在（10.80~487.94）kg/km²，平均值为 168.34 kg/km²；资源密度范围在（98~31399）尾/km²，平均值 10367 尾/km²。其中，蟹类幼体资源量范围（0.92~41.67）kg/km²，平均值 14.38kg/km²，资源密度范围（8~2681）尾/km²，平均值 885 尾/km²；蟹类成体资源量范围（9.88~446.27）kg/km²，平均值 153.96kg/km²；资源密度范围（90~28718）尾/km²，平均值 9482 尾/km²。

4.3.2.5 总资源评估

本次调查海域渔业资源总量范围为（339.15~1750.83）kg/km²，平均值为 912.26kg/km²。其中，成体总资源量范围（149.76~980.39）kg/km²，平均值 447.30kg/km²；幼体总资源量范围（184.00~795.93）kg/km²，平均值 464.96kg/km²。

4.4 海洋环境状况回顾分析

为对涠洲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自 2004 年以来围绕涠洲油田群所进行的 11 次调查数据为历史资料，对比于本次调查结果，对该海域的环境质量状况进行分析。历次调查的站位数量、覆盖面积及调查项目等信息列于表 4-19，站位对比情况见图 4-3。

表 4-19 历次调查简况

调查时间	站位 (个)	面积 (km ²)	调查项目
2004.9	38	1200	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、浮游生物、底栖生物、生物质量
2006.5	41	1200	
2006.11	42	1200	
2007.5	33	1200	
2009.3	39	1200	
2009.11	40	1200	
2011.6	35	2000	
2012.9	40	2000	
2014.5	51	4000	
2015.9	51	4000	
2018.4	52	4000	

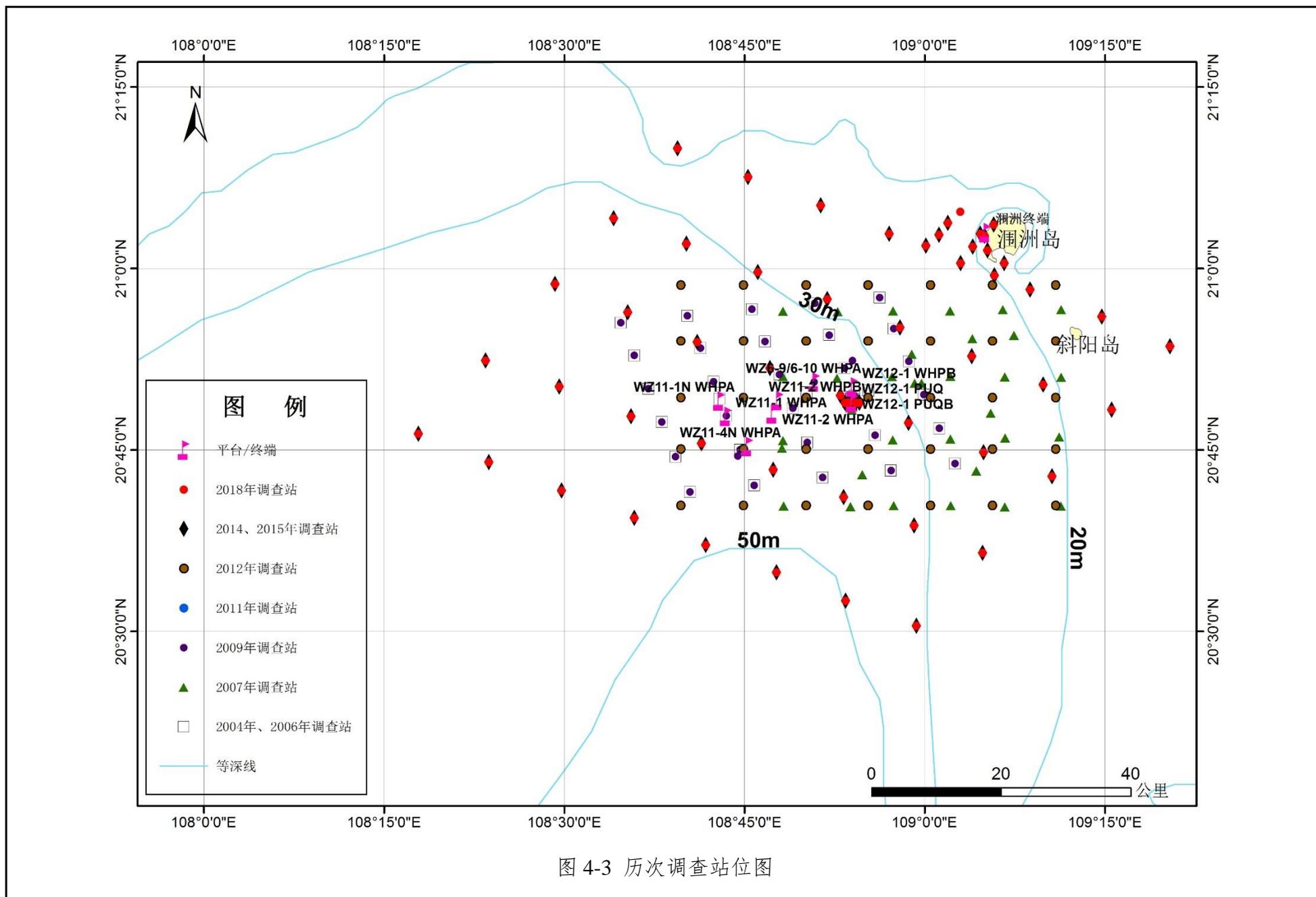


图 4-3 历次调查站位图

4.4.1 海水水质质量回顾

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、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚等 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 4-20。从表中可以看出：

天然海水的 pH 值稳定在 7.9~8.4 之间，因此调查海区历次的 pH 值均在海水正常的变化范围内。

历次海水中的盐度值的变化幅度不大，2015 年 9 月调查中平均盐度最低。海水的盐度主要受地表径流、海流、潮位及降水等的综合影响。因此调查海区的盐度均在海水正常的变化范围内。

调查海区海水中 DO 的含量变化与季节相关，同时受海水中微生物生长的影响。除 2009 年的两次调查外，其余历次调查均有个别站位 DO 含量低于第一类海水标准，超标测站主要出现在底层。2004 年 9 月、2012 年 9 月和 2015 年 9 月的三次调查 DO 的平均含量只符合第二类海水标准，低于其他几次调查 DO 的平均含量，这三次调查中均有部分底层样品含量只符合第四类海水水质标准，导致整体平均含量偏低。说明调查海区底层海水中存在一定的季节性缺氧现象，这与中国近海季节性跃层特点相关。

历次调查海水中 COD 含量不高，平均含量均符合低于第一类海水水质标准。

调查海区无机氮的总体含量不高，除 2009 年 3 月和 11 月分别有 14%和 2.5%的样品超标外，其余历次监测中所有样品 DIN 的含量均符合第一类标准。除 2011 年 6 月、2014 年 5 月和 2018 年 4 月调查外，其余 8 次调查样品中活性磷酸盐的含量均出现一定程度的超标，2009 年 3 月和 11 月两次调查 PO₄-P 的平均含量超过第一类标准，较其余各期调查高一些。底层活性磷酸盐出现超标在海区较为普遍，与海区水深、水温、溶解氧含量和垂直交换程度有关。海水中 DIN 的含量受陆源径流及潮汐作用的影响较明显。活性磷酸盐的含量一般都来自人类活动的贡献，通过径流输入海洋，海洋中活性磷酸盐的含量大都来自陆源贡献，同时，海域的潮流与季节也影响活性磷酸盐度的含量。

历次调查海水中汞、砷、镉、铜和总铬的平均含量均较低，样品含量在正常范围内波动，所有样品的含量均符合第一类标准。其中锌在 2006 年 11 月、2014 年 5 月和 2015 年 9 月略微超标，整个海区超标站点较为分散，没有明显分布规律，未见与平台作业的相关性；铅在 2006 年 5 月、2006 年 11 月轻微超标，超标率在 6%以下，2014 年 5 月和 2015 年 9 月超标率分别为 19.2%和 3.3%，整个海区超标站点较为分散，没有明显分布规律，未见与平台作业的相关性。

历次调查海水中硫化物及挥发酚的含量均很低，远低于第一类海水水质标准。

海水中石油类的含量在历次调查中有所波动，平均含量均符合第一类海水水质标准，其中 2004 年 9 月、2006 年 11 月、2007 年 5 月、2014 年 5 月和 2015 年 9 月的调查中均有个别样品石油类含量超过第一类标准，超标率在 10% 以下，最大超标倍数为 0.82。2014 年 5 月有 2 个站位超标，2015 年 9 月有 5 个调查站位超标，超标站位统计表见表 4-21。两次调查处超标站位外，其他区域含量均较低。石油类超标站分布较为随机，无明显规律，与石油平台无明显相关关系。

4.4.2 海洋沉积物质量回顾

历次调查沉积物各项污染物含量及超标情况见表 4-22。

历次调查沉积物中有机碳、汞、铅、砷和石油类的平均标准指数变化不大；硫化物的平均标准指数以 2004 年 9 月最高，其它调查较为稳定，本次调查处于历次调查的中等水平；总铬的平均标准指数在前四次调查中逐渐升高，之后逐渐降低；镉和锌的平均标准指数略有升高。

从超标情况来看，2004 年 9 月 WZ12-1 PUQ 平台附近（P35 站）沉积物出现较严重超标，有机碳、硫化物、铅、锌、汞和砷都出现不同程度的超标，尤其是硫化物含量极高，沉积环境处于还原状态；2014 年 5 月锌含量轻微超标；其它调查均未出现超标现象。

总的来说，2004 年 9 月海洋沉积物质量较差，其它调查的平均标准指数均处于较低水平，沉积物质量较好；历次调查结果表明，调查区沉积物质量无恶化趋势，石油开采活动没有对海洋沉积物质量产生明显影响。

表 4-20 调查海区海水水质要素回顾比较

调查时间 调查项目		2004.9	2006.5	2006.11	2007.5	2009.3	2009.11	2011.6	2012.9	2014.5	2015.9	2018.4
盐度	范围	32.08 ~33.82	33.17 ~33.71	32.32 ~32.90	33.46 ~34.06	32.37 ~32.67	32.07 ~33.20	32.31 ~33.65	32.00 ~34.00	32.92 ~35.69	29.13 ~32.92	31.84 ~33.03
	平均值	33.002	33.469	32.63	33.792	32.492	32.186	33.025	32.662	34.14	30.501	32.298
pH	范围	8.02~8.21	7.74~8.24	7.93~8.24	8.13~8.22	8.18~8.26	8.21~8.28	8.11~8.28	8.01~8.27	8.06~8.24	8.09~8.38	8.15~8.31
	平均值	8.14	8.17	8.15	8.19	8.23	8.24	8.22	8.20	8.16	8.29	8.23
	超标率(%)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DO (mg/L)	范围	3.53~7.28	4.87~6.80	5.69~6.53	5.98~6.84	6.05~7.94	6.36~7.51	5.65~7.40	3.04~6.93	5.62~6.54	2.95~6.63	5.93~8.02
	平均值	5.64	6.08	6.13	6.38	7.47	6.99	6.44	5.78	6.14	5.85	7.01
	超标率(%)	30	37	10	1	0	0	10	32.5	20.5	30.7	0.6
COD (mg/L)	范围	Δ~1.18	0.40~1.32	0.36~0.84	Δ~0.81	0.34~0.93	0.20~0.57	0.18~1.74	Δ~0.41	0.97~1.78	0.08~0.69	Δ~0.95
	平均值	0.29	0.64	0.61	0.34	0.59	0.38	0.49	0.23	1.33	0.28	0.55
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油 类 (mg/L)	范围	0.010 ~0.061	0.014 ~0.050	0.010 ~0.065	Δ~0.058	Δ~0.040	0.012 ~0.047	0.011 ~0.049	Δ~0.035	Δ~0.091	0.019 ~0.075	0.010 ~0.028
	平均值	0.027	0.030	0.022	0.024	0.014	0.020	0.022	0.015	0.020	0.034	0.017
	超标率(%)	3	0	2	1	0	0	0	0	4	3.3	0
无机 氮 (μg/L)	范围	7.3~84.1	20.6~195	41.9~171	48.7~135	30.9~374	47.9~237	23.8~155	10.5~112	20.8~194	10.6~131	19.9~128
	平均值	36.0	58.4	97.5	78.9	123.0	85.5	62.0	38.4	70.8	36.2	51.2
	超标率(%)	0	0	0	0	14	2.5	0	0	0	0	0
PO ₄ -P (μg/L)	范围	1.2~15.9	Δ~22.2	1.9~21.0	1.0~22.6	8.4~36.0	20.3~34.5	1.0~14.7	Δ~20.8	1.8~14.7	1.6~19.9	1.0~8.5
	平均值	6.4	10.0	7.0	7.0	16.7	27.5	4.6	4.6	5.1	5.0	2.3
	超标率(%)	1	23	1	3	51	100	0	1.7	0	2	0
汞 (μg/L)	范围	/	/	/	0.014 ~0.050	/	0.015 ~0.030	0.016 ~0.030	0.014 ~0.027	0.016 ~0.030	0.012 ~0.023	0.017 ~0.025
	平均值	/	/	/	0.035	/	0.022	0.022	0.020	0.022	0.018	0.021
	超标率(%)	/	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0
砷 (μg/L)	范围	/	0.7~1.8	0.9~1.7	2.3~3.8	1.6~3.1	1.4~2.0	1.9~3.5	1.6~2.4	0.9~3.9	1.4~2.3	1.6~2.3
	平均值	/	1.0	1.3	2.7	2.1	1.7	2.5	1.9	1.5	1.7	1.9
	超标率(%)	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
锌	范围	/	7.9~17.6	9.7~20.9	5.3~17.2	3.7~17.7	2.5~15.1	5.1~19.6	3.7~15.1	1.9~23.5	1.9~26.6	1.6~14.4
	平均值	/	12.3	15.8	12.0	12.3	9.0	13.8	7.0	10.0	11.9	4.2

调查时间 调查项目		2004.9	2006.5	2006.11	2007.5	2009.3	2009.11	2011.6	2012.9	2014.5	2015.9	2018.4
(μg/L)	超标率(%)	/	0	3	0	0	0	0	0	4	11.1	0
镉 (μg/L)	范围	/	Δ~0.33	Δ~0.40	Δ~0.24	Δ	Δ~0.20	Δ~0.21	Δ~0.15	Δ~0.26	Δ~0.22	Δ~0.57
	平均值	/	0.18	0.25	0.05	0.05	0.09	0.05	0.08	0.09	0.04	0.23
	超标率(%)	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
铅 (μg/L)	范围	/	0.5~1.3	0.5~1.2	0.5~0.9	0.4~1.0	0.5~1.0	0.4~0.9	Δ~1.0	0.4~1.7	0.3~1.3	0.3~0.9
	平均值	/	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	0.7	0.6	0.9	0.5	0.6
	超标率(%)	/	5	6	0	0	0	0	0	19.2	3.3	0
铜 (μg/L)	范围	/	/	/	1.1~2.1	/	1.7~2.7	1.3~3.8	0.6~3.7	0.6~3.4	0.6~4.6	Δ~1.4
	平均值	/	/	/	1.5	/	2.2	2.4	1.8	1.4	1.8	0.7
	超标率(%)	/	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0
总铬 (μg/L)	范围	/	/	/	Δ~4.9	/	0.10~2.23	0.82~1.58	0.44~1.23	0.40~0.70	0.57~0.99	0.40~0.75
	平均值	/	/	/	2.2	/	0.57	1.05	0.85	0.55	0.76	0.58
	超标率(%)	/	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0
硫化物 (μg/L)	范围	Δ~0.39	Δ~0.41	Δ~0.40	Δ~0.20	Δ~0.5	Δ~0.4	Δ~0.2	Δ~0.2	Δ~0.30	Δ~0.3	Δ~0.3
	平均值	0.03	0.13	0.1	0.06	0.1	0.1	0.1	0.1	0.07	0.2	0.1
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
挥发性酚 (μg/L)	范围	0.6~4.1	Δ~2.0	Δ~2.9	Δ~3.0	Δ~3.0	Δ	Δ~3.4	1.0~4.3	Δ~4.2	0.9~4.9	Δ~4.3
	平均值	2.6	1.0	1.1	0.6	0.6	0.5	0.9	2.1	2.0	3.1	1.4
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

表 4-21 2014 年和 2015 年石油类超标情况

调查时间	超标站位	层次	调查结果(mg/L)
2014 年 5 月	P21	表层	0.064
	P27	表层	0.091
2015 年 9 月	P19	表层	0.066
	P32	表层	0.058
	P36	表层	0.052
	P39	表层	0.057
	P48	表层	0.075

表 4-22 历次调查沉积物各项含量范围及超标情况

调查时间		2004.9	2006.5	2006.11	2007.5	2009.3	2009.11	2011.6	2012.9	2014.5	2015.9	2018.4
有机碳	范围	0.37~1.05	0.25~0.49	0.34~0.85	0.36~0.59	0.21~0.52	0.23~0.48	0.33~0.50	0.29~0.51	0.24~0.44	0.18~0.46	0.11~0.56
	平均值	0.49	0.41	0.50	0.47	0.35	0.39	0.41	0.39	0.34	0.38	0.36
	超标率(%)	4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
硫化物	范围	0.07~7.87	0.09~0.48	0.18~0.55	0.02~0.31	0.13~0.49	0.01~0.16	0.14~0.53	0.04~0.41	0.11~0.31	0.11~0.31	0.01~0.03
	平均值	0.53	0.25	0.31	0.13	0.29	0.06	0.33	0.22	0.21	0.20	0.02
	超标率(%)	4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
铜	范围	/	/	/	0.35~0.77	/	0.20~0.57	0.32~0.67	0.19~0.78	0.49~0.77	0.38~0.85	0.32~0.66
	平均值	/	/	/	0.52	/	0.45	0.48	0.47	0.63	0.56	0.46
	超标率(%)	/	/	/	0	/	0	0	0	0	0	0
铅	范围	0.29~2.40	0.20~0.74	0.24~0.68	0.29~0.76	0.27~0.98	0.26~0.88	0.39~0.91	0.13~0.81	0.40~0.64	0.35~0.62	0.26~0.88
	平均值	0.48	0.37	0.34	0.41	0.43	0.47	0.56	0.37	0.51	0.47	0.53
	超标率(%)	4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
锌	范围	0.31~1.05	0.25~0.62	0.44~0.85	0.36~0.66	0.09~0.62	0.22~0.59	0.34~0.52	0.29~0.76	0.40~1.08	0.48~0.81	0.29~0.50
	平均值	0.48	0.51	0.67	0.49	0.43	0.48	0.45	0.56	0.65	0.62	0.42
	超标率(%)	4.3	0	0	0	0	0	0	0	6.9	0	0
镉	范围	0.02~0.54	0.02~0.22	0.02~0.18	0.02~0.34	0.08~0.44	0.02~0.26	0.04~0.34	0.11~0.61	0.12~0.70	0.18~0.64	0.04~0.74
	平均值	0.08	0.08	0.05	0.14	0.14	0.12	0.12	0.28	0.38	0.35	0.30
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
总铬	范围	0.41~0.50	0.30~0.75	0.26~0.92	0.39~0.81	0.08~0.57	0.20~0.49	0.32~0.48	0.17~0.34	0.21~0.40	0.17~0.46	0.22~0.47
	平均值	0.48	0.57	0.69	0.70	0.43	0.40	0.41	0.27	0.27	0.29	0.29
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
汞	范围	0.07~ 3.54	0.07~0.40	0.12~0.74	0.17~0.31	0.23~0.32	0.15~0.42	0.06~0.24	0.05~0.54	0.13~0.46	0.06~0.32	0.14~0.68
	平均值	0.28	0.17	0.25	0.22	0.26	0.20	0.14	0.20	0.18	0.12	0.22
	超标率(%)	4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
砷	范围	0.21~ 1.28	0.14~0.47	0.21~0.50	0.28~0.56	0.39~0.60	0.25~0.77	0.23~0.51	0.08~0.98	0.23~0.99	0.34~0.97	0.16~0.42
	平均值	0.36	0.33	0.33	0.47	0.50	0.44	0.36	0.27	0.46	0.55	0.30
	超标率(%)	4.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油类	范围	0.04~0.23	0.02~0.12	0.06~0.46	0.03~0.08	0.05~0.27	0.05~0.32	0.02~0.30	0.05~0.19	0.03~0.33	0.02~0.08	0.01~0.03
	平均值	0.09	0.06	0.13	0.05	0.09	0.09	0.08	0.08	0.09	0.03	0.01
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

注：“/”表示此项目未进行监测。

4.4.3 海洋生态回顾

4.4.3.1 叶绿素和浮游植物回顾分析

叶绿素 a 及海洋初级生产力比对结果列于表 4-23。由表可见：叶绿素 a 含量以 2007 年 5 月份调查为最低，2011 年 6 月为最高；初级生产力水平以 2007 年 5 月为最低，2004 年 9 月最高；但整体来看，历次调查相差不大，海区叶绿素 a 含量处于低水平，指示调查海区属于典型的贫营养海区。

表 4-23 调查海区叶绿素 a 和初级生产力要素回顾比较

季节	年份	叶绿素 a		初级生产力	
		最低	最高	最低	最高
春季	2006 年 5 月	■	■	■	■
	2007 年 5 月	■	■	■	■
	2009 年 3 月	■	■	■	■
	2011 年 6 月	■	■	■	■
	2014 年 5 月	■	■	■	■
	2018 年 4 月	■	■	■	■
秋季	2004 年 9 月	■	■	■	■
	2006 年 11 月	■	■	■	■
	2009 年 11 月	■	■	■	■
	2012 年 9 月	■	■	■	■
	2015 年 9 月	■	■	■	■

浮游植物历次调查结果对比列于表 4-24 和表 4-25。

在种类数量方面，除 2004 年 9 月所获种数较高，2018 年 4 月本次调查种类数量为近 10 年来最高，其余调查种类数都在 47 至 97 种之间；在个体数量方面，2009 年 3 月份最高，2014 年 5 月份最低，本次 2018 年 4 月调查浮游植物个体数量与 2014 年春季较为接近，与最近一次调查 2015 年 9 月也相差不大。多样性指数 (H') 以 2004 年 9 月最高，2012 年 9 月最低，但本次调查多样性各站均大于 3，多样性较好。均匀度指数 (J') 以本次调查最高。

调查海区优势种组成更替明显：从 2014 年 5 月调查开始，海区浮游植物优势种中甲藻出现比例越来越高，而浮游植物链状硅藻出现的越来越少。

整体看来，本次 2018 年 4 月调查所获浮游植物个体数量不高，但种类多样性指数处于较高水平，海区浮游植物优势种更替明显。海区内各站位相比，除斜阳岛东部个体数量较高，油田作业区与周边区域差别不大，而该海区以往的调查结果也显示，本次调查结果处于正常波动范围内。

表 4-24 历次调查浮游植物的生物指标比较

季节	年份	种类数	个体数量 ($\times 10^6$ 个/ m^3)		多样性		均匀度	
			范围	均值	范围	均值	范围	均值
春季	2006.5	97						
	2007.5	55						
	2009.3	87						
	2011.6	97						
	2014.5	47						
	2018.4	111						
秋季	2004.9	203						
	2006.11	86						
	2009.11	73						
	2012.9	82						
	2015.9	96						

表 4-25 历次调查浮游植物优势种比较

季节	年份	优势种
春季	2006年5月	菱软几内亚藻、洛氏角毛藻、笔尖形根管藻、透明辐秆藻
	2007年5月	薛氏束毛藻、红海束毛藻、细长翼根管藻
	2009年3月	透明辐秆藻、旋链角毛藻、模式型翼根管藻、柔弱角毛藻、细长翼根管藻
	2011年6月	旋链角毛藻、地中海指管藻、掌状冠盖藻、优美辐秆藻
	2014年5月	细长翼根管藻、梭角藻、具尾鳍藻
	2018年4月	中心圆筛藻、巨圆筛藻、叉角藻、尖刺菱形藻、具尾鳍藻、纺锤角藻、掌状冠盖藻、五角多甲藻、大角角藻
秋季	2004年9月	中肋骨条藻、红海束毛藻、薛氏束毛藻、旋链角毛藻
	2006年11月	洛氏角毛藻、菱形海线藻、旋链角毛藻、柔弱菱形藻
	2009年11月	中肋骨条藻、琼氏圆筛藻、布氏双尾藻、圆筛藻 sp.、格氏圆筛藻、虹彩圆筛藻、辐射圆筛藻、勇士鳍藻印度变种、锤状中鼓藻
	2012年9月	普氏棕囊藻
	2015年9月	菱形海线藻、大角角藻、梭角藻

4.4.3.2 浮游动物回顾分析

历次调查结果对比列于表 4-26 和表 4-27。

本次调查所获种类数虽然为历次最低值，但与以往同期差距不大，在量级上属同一水平。生物量在同期调查中属较高水平，仅次于 2011 年 6 月，本次生物量较高与管水母数量较多有关。丰度在历次调查中属中等水平。多样性指数为历次调查的最低值，尤其与 2009 年以前同期差距较大，这与本次部分站位夜光虫优势度极高有关。均匀度处于正常变化范围之内。

优势种组成上，本次调查以夜光虫优势度最高，这与 2009 年春季相同，其余优势种如肥胖箭虫、鸟喙尖头蚤、软拟海樽和锥形宽水蚤在以往调查中也均为常见优势种，总体来看海区浮游动物主要优势种的组成较为稳定。本次调查两种管水母即双生水母和五角水

母的优势度都较高，这与以往春季调查结果是有所不同的。

综合历次调查的结果，调查海区浮游动物种类较为丰富，多样性指数存在波动但总体保持平稳，群落均匀度总体较好，主要优势种组成较为稳定。

表 4-26 历次调查浮游动物的生物指标比较

调查时间	种类数	生物量 ($\times 10^2 \text{mg/m}^3$)	丰度 (个/ m^3)	多样性	均匀度
春季	2006.05				
	2007.05				
	2009.03				
	2011.06				
	2014.05				
	2018.04				
秋季	2004.09				
	2006.11				
	2009.11				
	2012.09				
	2015.09				

表 4-27 历次调查浮游动物优势种比较

季节	年份	优势种
春季	2006年5月	肥胖箭虫、针刺真浮萤、夜光藻、微刺哲水蚤、鸟喙尖头蚤、细长真浮萤、肥胖三角蚤、软拟海樽、东方莹虾和红住囊虫
	2007年5月	微刺哲水蚤、异尾宽水蚤、锥形宽水蚤、亚强次真哲水蚤、红住囊虫和东方莹虾
	2009年3月	夜光虫、中华哲水蚤、鸟喙尖头蚤、精致真刺水蚤、亚强次真哲水蚤、肥胖箭虫、软拟海樽、锥形宽水蚤、卵形光水蚤和红住囊虫
	2011年6月	鸟喙尖头蚤、肥胖三角蚤、肥胖箭虫、小齿海樽、微刺哲水蚤、亚强次真哲水蚤、长尾住囊虫、棒笔帽螺和软拟海樽
	2014年5月	鸟喙尖头蚤、肥胖三角蚤、肥胖箭虫和软拟海樽
	2018年4月	夜光虫、肥胖箭虫、鸟喙尖头蚤、双生水母、五角水母、软拟海樽和锥形宽水蚤
秋季	2004年9月	肥胖箭虫、亚强次真哲水蚤、棱形萨尔帕、微刺哲水蚤
	2006年11月	微刺哲水蚤、肥胖箭虫、夜光虫、锥形宽水蚤、亚强次真哲水蚤、叉胸刺水蚤、鸟喙尖头蚤和东方莹虾
	2009年11月	肥胖箭虫、微刺哲水蚤、亚强次真哲水蚤、锥形宽水蚤、叉胸刺水蚤、中型莹虾、卵形光水蚤和亨生莹虾
	2012年9月	鸟喙尖头蚤、肥胖三角蚤、亚强次真哲水蚤、肥胖箭虫、微刺哲水蚤、亨生莹虾和中型莹虾
	2015年9月	肥胖箭虫、双生水母、鸟喙尖头蚤、拟细浅室水母、亚强次真哲水蚤、叉胸刺水蚤、肥胖三角蚤

4.4.3.3 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 4-28。历次调查底栖生物种类数变化较大，本次调查所获种类数居中等水平，种类最多类群为节肢动物。

海区底栖生物栖息密度和生物量受季节影响较明显，整体春季高于秋季。本次调查此 2 项指标数值，历次调查中处于较低水平，与同季节（春季）其它航次调查结果相比较，

也处于偏低水平；本次结果与以往结果底栖生物栖息密度和生物量的减少，与底栖生物在海底的斑块状分布及底栖定量挖泥采样的随机性有一定关系。

在多样性指数和均匀度指数方面，本次调查所获结果数据值较高，说明调查海区底栖生物多样性处在较高的水平上。

在优势种组成上，刺足掘沙蟹和波纹巴非蛤为海域最常见优势种类，其他优势种类历次调查差异较大，显示海域底栖生物种类的季节性演替特征突出。

总体来说，调查海区底栖生物群落结构较为稳定，栖息密度和生物量偏低，可能是受到季节性因素的影响。

4.4.3.4 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 4-29。

历次调查，有 5 次调查各项评价因子的标准指数均小于 1，均未超标。

历次调查，底栖鱼类 Pb 超标较普遍，最大超标倍数为 8.15。

历次调查，底栖甲壳类超标因子较少，主要为 Pb 和 Cd，在 2004 年、2007 年及 2009 年出现了 Pb 超标，最大超标倍数为 5.25；2004 年 9 月 Cd 超标，最大超标倍数为 1.86；

历次调查，贝类超标现象较普遍，除了 Cu 未超标，其它评价因子均不同程度超标，以 Pb、Cd、Zn 超标较为突出，最大超标倍数分别为 35（2007 年 5 月）、31.7（2004 年 9 月）、2.02（2015 年 9 月）。

软体类超标较少，在 2006 年 5 月出现 Pb 超标。

综上所述，调查海区底栖生物 Pb 超标较为普遍，贝类生物的超标因子较多，甲壳类相对较少。

表 4-28 历次调查底栖生物的主要指标数据及优势种比较

调查时间		种类数量	种数最多类群					优势种
春季	2006年5月	83	节肢动物 28种					波纹巴非蛤、刺足掘沙蟹、钝孔鰕虎鱼
	2007年5月	127	节肢动物 44种					波纹巴非蛤
	2009年3月	190	节肢动物 64种					刺足掘沙蟹、滑脊等腕虾、中华隆背蟹、脊条褶虾蛄、短螺、扁拉文海胆
	2011年6月	104	节肢动物 37种					扁拉文海胆、波纹巴非蛤、银光梭子蟹、刺足掘沙蟹、小头栉孔鰕虎鱼
	2014年5月	84	节肢动物 25种					波纹巴非蛤
	2018年4月	124	节肢动物 34种					波纹巴非蛤、刺足掘沙蟹、须赤虾、触角尖尾鱼
秋季	2004年9月	127	节肢动物 36种					梳鳃虫、波纹巴非蛤、刺足掘沙蟹、扁拉文海胆、拟光宽甲蟹
	2006年11月	115	节肢动物 39种					刺足掘沙蟹、波纹巴非蛤、大鳞孔鰕虎鱼、触角沟鰕虎鱼、鼓虾
	2009年11月	164	节肢动物 59种					拟光宽甲蟹、刺足掘沙蟹、虎鱼、条尾近虾蛄、扁足异对虾、直额蛄、疾进蛄、太阳强蟹、大鳞孔鰕虎鱼、四线天竺鲷、黑尾舌鲷、触角沟鰕虎鱼
	2012年9月	130	节肢动物 43种					波纹巴非蛤、刺足掘沙蟹、香港蛄、矛形梭子蟹
	2015年9月	100	节肢动物 29种					四线天竺鲷、触角沟鰕虎鱼、大鳞孔鰕虎鱼、孔鰕虎鱼、香港蛄、模糊新短眼蟹、口虾蛄、刺足掘沙蟹、波纹巴非蛤

表 4-29 a 历次调查底栖生物生物质量指标数值汇总 (鱼类)

评价因子		2018.4	2015.9	2014.5	2012.11	2011.6	2009.11	2009.3	2007.5	2006.11	2006.5	2004.9
铜	单项标准指数	0.01~0.02	0.01~0.03	0.01~0.03	0.01~0.08	0.01~0.02	nd~0.05	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	--
铅	单项标准指数	nd~0.07	nd~0.15	0.03~0.40	0.05~0.65	0.03~0.05	0.03~2.55	0.03~2.35	0.03~1.20	0.20~9.15	0.05~1.70	0.05~1.62
	超标率(%)	0	0	0	0	0	12.9	4.3	9.5	62.5	8.3	5.3
镉	单项标准指数	nd~0.50	0.03~0.11	0.03~0.13	0.05~0.32	0.02~0.17	0.02~0.15	--	--	--	--	0.02~0.28
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	0
锌	单项标准指数	0.08~0.42	0.03~0.41	0.16~0.33	0.14~0.42	0.14~0.39	0.06~0.46	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	--
汞	单项标准指数	0.05~0.37	0.02~0.45	0.06~0.14	0.07~0.38	0.02~0.19	0.07~0.48	--	--	--	--	0.10~0.58
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	0
石油烃	单项标准指数	0.10~0.19	0.10~0.30	0.16~0.38	0.10~0.15	0.09~0.29	nd~0.15	0.01~0.57	0.03~0.66	0.04~0.21	0.03~0.06	0.17~0.34
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

注: nd"表示未检出, "--"表示表示该项目未监测。下同

表 4-29b 历次调查底栖生物生物质量指标数值汇总（甲壳类）

评价因子		2018.4	2015.9	2014.5	2012.11	2011.6	2009.11	2009.3	2007.5	2006.11	2006.5	2004.9
铜	单项标准指数	0.03~0.06	0.03~0.21	0.04~0.12	0.05~0.13	0.03~0.04	0.07~0.11	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	--
铅	单项标准指数	nd~0.26	0.03~0.14	0.03~0.35	0.15~0.75	0.03~0.05	0.30~1.55	0.03~2.20	0.03~1.60	--	--	0.20~6.25
	超标率(%)	0	0	0	0	0	50	9.1	20	--	--	16.7
镉	单项标准指数	nd~0.05	0.01~0.15	0.04~0.07	0.04~0.42	0.02~0.04	0.02~0.04	--	--	--	--	0.04~2.86
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	33.3
锌	单项标准指数	0.09~0.14	0.09~0.14	0.11~0.18	0.10~0.22	0.20~0.21	0.06~0.12	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	--
汞	单项标准指数	0.13~0.34	0.07~0.26	0.21~0.36	0.10~0.65	0.15~0.34	0.1~0.34	--	--	--	--	0.10~0.43
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	--	--	--	--	0
石油烃	单项标准指数	0.14~0.22	0.24~0.43	0.18~0.33	0.12~0.72	0.15~0.23	nd~0.27	0.01~0.72	0.07~0.28	--	--	0.19~0.40
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0	0	--	--	0

表 4-29c 历次调查底栖生物生物质量指标数值汇总（贝类）

评价因子		2018.4	2015.9	2014.5	2012.11	2011.6	2009.11	2009.3	2007.5	2006.11	2006.5	2004.9
铜	单项标准指数	0.12~0.23	0.05~0.20	0.12~0.18	0.09~0.26	0.08~0.60	--	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	0	0	0	--	--	--	--	--	--
铅	单项标准指数	nd~5.08	1.40~13.70	2.00~9.00	1.0~12.0	1.00~13.0	--	--	0.50~36.00	--	8.00~28.00	6.0~19.0
	超标率(%)	100	100	100	50	83.3	--	--	93.6	--	100	100
镉	单项标准指数	nd~1.43	0.10~1.30	0.10~4.55	0.95~2.90	1.40~2.45	--	--	--	--	--	0.70~32.7
	超标率(%)	33.3	50	8.3	75	100	--	--	--	--	--	83.3
锌	单项标准指数	0.60~1.05	0.11~3.02	0.64~1.18	0.54~1.21	1.16~1.73	--	--	--	--	--	--
	超标率(%)	16.7	50	8.3	25	100	--	--	--	--	--	--
总铬	单项标准指数	nd~1.02	0.62~4.70	0.44~1.82	1.04~3.08	2.56~6.18	--	--	0.40~3.02	--	0.40~1.00	0.40~1.00
	超标率(%)	16.7	100	33.3	100	100	--	--	50	--	0	0
汞	单项标准指数	0.08~0.18	0.08~0.16	0.10~0.32	0.14~0.36	0.10~1.46	--	--	--	--	--	0.30~12.4
	超标率(%)	0	0	0	0	16.7	--	--	--	--	--	50
砷	单项标准指数	nd~1.00	0.70~3.60	0.70~5.10	0.70~1.40	1.80~2.50	--	--	--	--	--	0.40~1.00
	超标率(%)	0	50	91.7	50	100	--	--	--	--	--	0
石油烃	单项标准指数	0.26~0.32	0.25~0.69	0.34~0.60	0.16~0.75	0.25~0.45	--	--	0.03~8.60	--	0.07~0.18	0.15~0.26
	超标率(%)	0	0	0	0	0	--	--	12.5	--	0	0

表 4-29d 历次调查底栖生物生物质量指标数值汇总（软体类）

评价因子		2018.4	2015.9	2014.5	2012.11	2011.6	2009.11	2009.3	2007.5	2006.11	2006.5	2004.9
铜	单项标准指数	0.01~0.24	0.03	--	0.11	0.01	nd~0.03	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	--	0	0	0	--	--	--	--	--
铅	单项标准指数	nd~0.05	0.02	--	0.03	0.01	0.13~0.34	--	--	--	8.0~28.0	--
	超标率(%)	0	0	--	0	0	0	--	--	--	100	--
镉	单项标准指数	nd~0.06	0.1	--	0.05	0.9	0.01~0.05	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	--	0	0	0	--	--	--	--	--
锌	单项标准指数	0.05~0.08	0.04	--	0.07	0.14	0.04~0.45	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	--	0	0	0	--	--	--	--	--
汞	单项标准指数	0.07~0.13	0.19	--	0.05	0.12	nd~0.16	--	--	--	--	--
	超标率(%)	0	0	--	0	0	0	--	--	--	--	--
石油烃	单项标准指数	0.10~0.15	0.19	--	0.29	0.11	nd~0.05	0.53	--	--	0.07~0.18	--
	超标率(%)	0	0	--	0	0	0	0	--	--	0	--

注：“*”软体类只有一个样品（江珧），因代表性不佳，不计算超标率。

5 相关规划符合性及环境敏感目标分析

5.1 海洋主体功能区规划符合性分析

5.1.1 全国海洋主体功能区规划符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》，本调整井项目所处的北部湾海域属于优化开发区域，该区域的发展方向与开发原则是：优化近岸海域空间布局，合理调整海域开发规模和时序，控制开发强度，严格实施围填海总量控制制度；推动海洋传统产业技术改造和优化升级，大力发展海洋高技术产业，积极发展现代海洋服务业，推动海洋产业结构向高端、高效、高附加值转变；推进海洋经济绿色发展，提高产业准入门槛，积极开发利用海洋可再生能源，增强海洋碳汇功能；严格控制陆源污染物排放，加强重点河口海湾污染整治和生态修复，规范入海排污口设置；有效保护自然岸线和典型海洋生态系统，提高海洋生态服务功能。其中北部湾海域的主要功能规划为：构建西南现代化港口群。积极推广生态养殖，严格控制近海捕捞强度，合理开发渔业资源。依托民俗文化特色，发展具有热带气候、沙滩海岛、边关风貌和民族风情的特色旅游。推动近岸海域污染防治，强化船舶污染治理。加强珍稀濒危物种、水产种质资源及沿海红树林、海草床、河口、海湾、滨海湿地等保护。本项目建设阶段钻井液和钻屑的排放对周围海洋环境造成局部轻微影响；生产阶段产生的生产水处理后达标排海，对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响不会增加，不会明显影响本海区的海洋水质。因此，本调整井项目与《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相协调。

5.1.2 《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》的符合性分析

根据《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》，本调整井项目位于《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》之外，距离广西壮族自治区海洋主体功能区规划中的北海市涠洲岛—斜阳岛海域限制开发区域最近距离约 24km。本调整井项目与《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》的位置示意图见图 5-1。

北海市涠洲岛—斜阳岛海域限制开发区域的功能定位是：保护珊瑚礁及其生境。加强海洋环境监测和珊瑚礁调查研究，适度发展海底潜水观光、海水养殖等活动，适度发展滨海旅游业，兼顾港口航运等用海。控制旅游开发规模和游客数量，尽量减少由于旅游开发而对珊瑚礁造成的影响。严格控制围填海活动、机动船只的进入，防止不经处理的污水排放。

本项目建设阶段钻井液和钻屑的排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，最大影响距离不超过 0.75km；生产阶段产生的生产水处理后达标排海，对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响不会增加。调整井项目在建设和正常生产阶段，造成的环境影响范围均较小，不会影响到 24km 外北海市涠洲岛—斜阳岛海域限制开发区的海洋环境质

量。

因此，调整井项目与《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》的管理要求相协调。

5.2 海洋功能区划符合性分析

5.2.1 全国海洋功能区划符合性分析

根据《全国海洋功能区划（2011~2020年）》，本调整井项目所在海域位于南海桂东海域的涠洲岛—斜阳岛海域范畴内，该区域重点保护珊瑚礁生态系统，发展海岛旅游、港口航运以及油气资源勘探开发和渔业资源开发，开展海域海岸带整治修复；实施污染物排海总量控制制度，改善海洋环境质量。油气资源勘探开发严格执行海洋油气勘探、开采中的环境管理要求，防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。油气区执行不劣于现状水平的海水水质标准、海洋沉积物质量标准和海洋生物质量标准。在生态环境方面，应减少对海洋水动力环境产生影响，防止海岛、岸滩及海底地形地貌发生改变，不对毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区产生影响。

本项目属于海洋油气资源开发，与南海桂东海域的涠洲岛—斜阳岛海域主要功能之一的油气资源勘探开发具有一致性，符合全国海洋功能区划的功能定位。建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司制定了严格的环境管理制度，并针对现有的涠洲油田群的开发活动编制了北部湾涠洲油田群溢油应急计划，可以最大限度防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。本调整井项目利用涠洲已建平台实施调整井作业，所在海域海水水质、海洋沉积物、海洋生物质量现状评价均执行原有水平的水质、沉积物、海洋生物质量标准；调整井作业不会影响整个海域的流场，不会造成海底地形地貌发生改变；钻井液、钻屑、生产水的排放对海洋环境的影响范围和程度都是非常有限的，不会对毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区产生不利影响。

综上所述，本调整井项目符合《全国海洋功能区划（2011~2020年）》的要求。

5.2.2 广西壮族自治区海洋功能区划符合性分析

根据《广西壮族自治区海洋功能区划》（2011-2020），本调整井项目位于《广西壮族自治区海洋功能区划（2011-2020年）》范围之外，距离功能区划中的涠洲岛-斜阳岛保留区最近距离约 24km。该保留区的用途管制为严格论证海域最适合功能。新建构筑物，应按照规定征求相关部门的意见；用海方式为：禁止大规模围填海活动和其他严重改变海域自然属性的开发利用方式，可开展渔业活动以及油气勘探、开发活动；海洋环境保护管理要求为：不劣于现状。本项目建设阶段钻井液和钻屑的排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，最大影响距离不超过 0.75km；生产阶段产生的生产水处理后达标排海，对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响不会增加。调整井项目在建设和正常生产阶段，造

成的环境影响范围均较小，不会影响到 24km 外涠洲岛-斜阳岛保留区的海洋环境质量。

调整井项目与《广西壮族自治区海洋功能区划》的位置示意图见图 5-2。

综上所述，本调整井项目与《广西壮族自治区海洋功能区划（2011-2020 年）》的管理要求相协调。

5.3 《广西壮族自治区海洋生态红线》海洋生态红线符合性分析

根据《广西壮族自治区海洋生态红线》，本项目位于《广西壮族自治区海洋生态红线》之外，距离海洋主体功能区划中的涠洲岛斜阳岛珊瑚礁保护区限制类红线区域最近，距离约 26km。

涠洲油田群附近的海洋生态红线分布图 5-3。

涠洲岛斜阳岛珊瑚礁保护区限制类红线区管控措施：按照《海洋特别保护区管理办法》进行管理。禁止实施与保护无关的工程建设活动，保护和修复珊瑚礁及其生境、海岸景观。

本项目建设阶段钻井液和钻屑的排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，最大影响距离不超过 0.75km；生产阶段产生的生产水处理后达标排海，对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响不会增加。调整井项目在建设和正常生产阶段，造成的环境影响范围均较小，不会影响到 26km 外红线区内的海洋环境质量。

因此，本项目与《广西壮族自治区海洋生态红线》的管理要求相协调。

5.4 《广西壮族自治区海洋环境保护规划》符合性分析

根据《广西壮族自治区海洋环境保护规划（2016~2025 年）》，该《规划》范围涵盖广西辖区海域及入海江河流域地区。《规划》的基本原则之一为坚持分区管控。遵循海洋功能区划，保证社会经济需求与环境承载力相符。严格落实分区海域开发保护和用途管制要求，促进健康生态区域长期保持稳定，生态保护重点目标得到严格保护，受损重点海域生态系统服务功能得以恢复。本项目与主体功能区规划和海洋功能区划相协调，与《广西壮族自治区海洋生态红线》所划定的红线区最近距离为 26km，符合海洋生态保护红线的要求。因此，本项目符合广西壮族自治区海洋生态环境保护规划的要求。

5.5 产业政策符合性分析

本调整井项目为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录(2019 年)》中“鼓励类”中第七项石油天然气中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目属于“鼓励类”，符合国家产业政策。

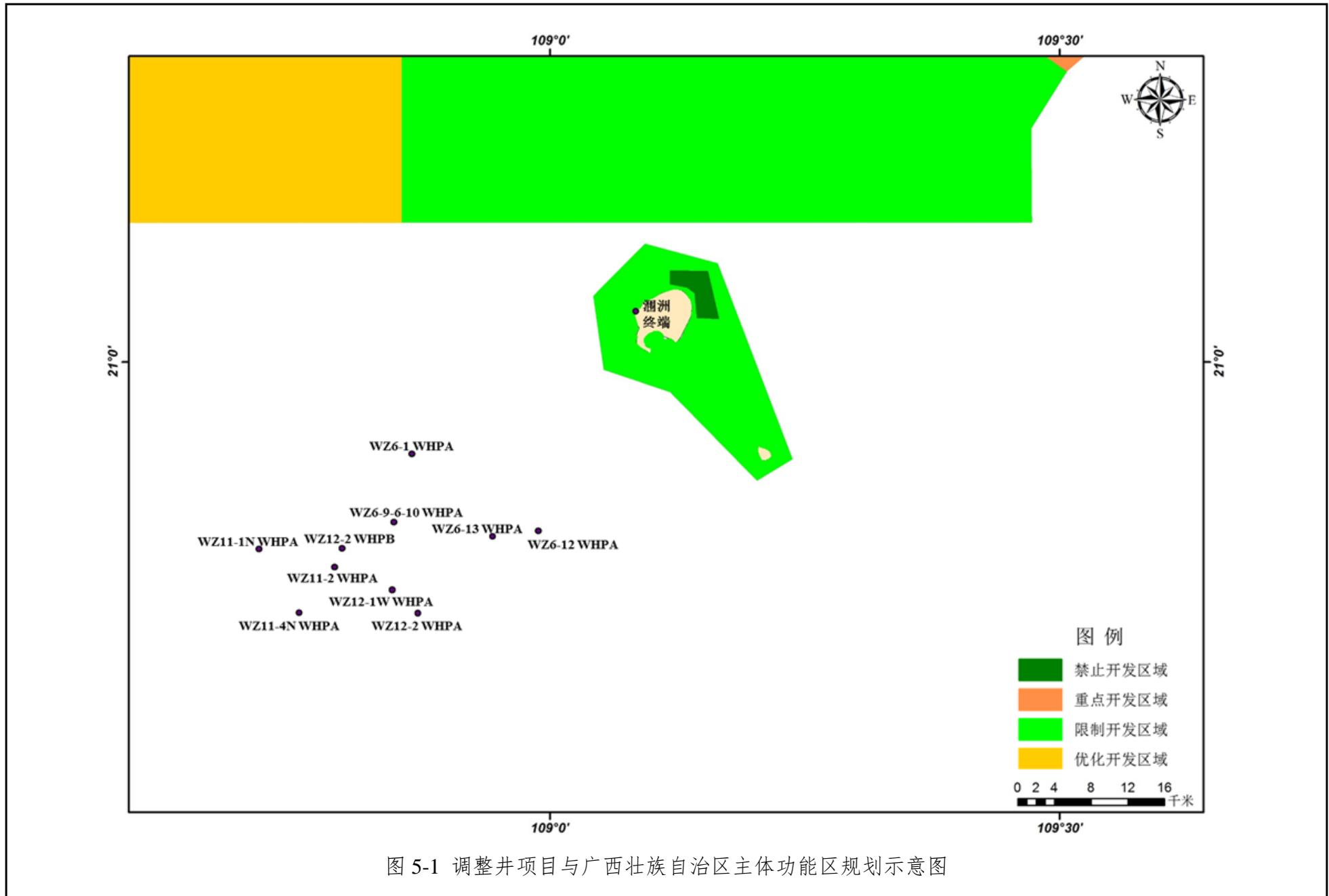


图 5-1 调整井项目与广西壮族自治区主体功能区规划示意图

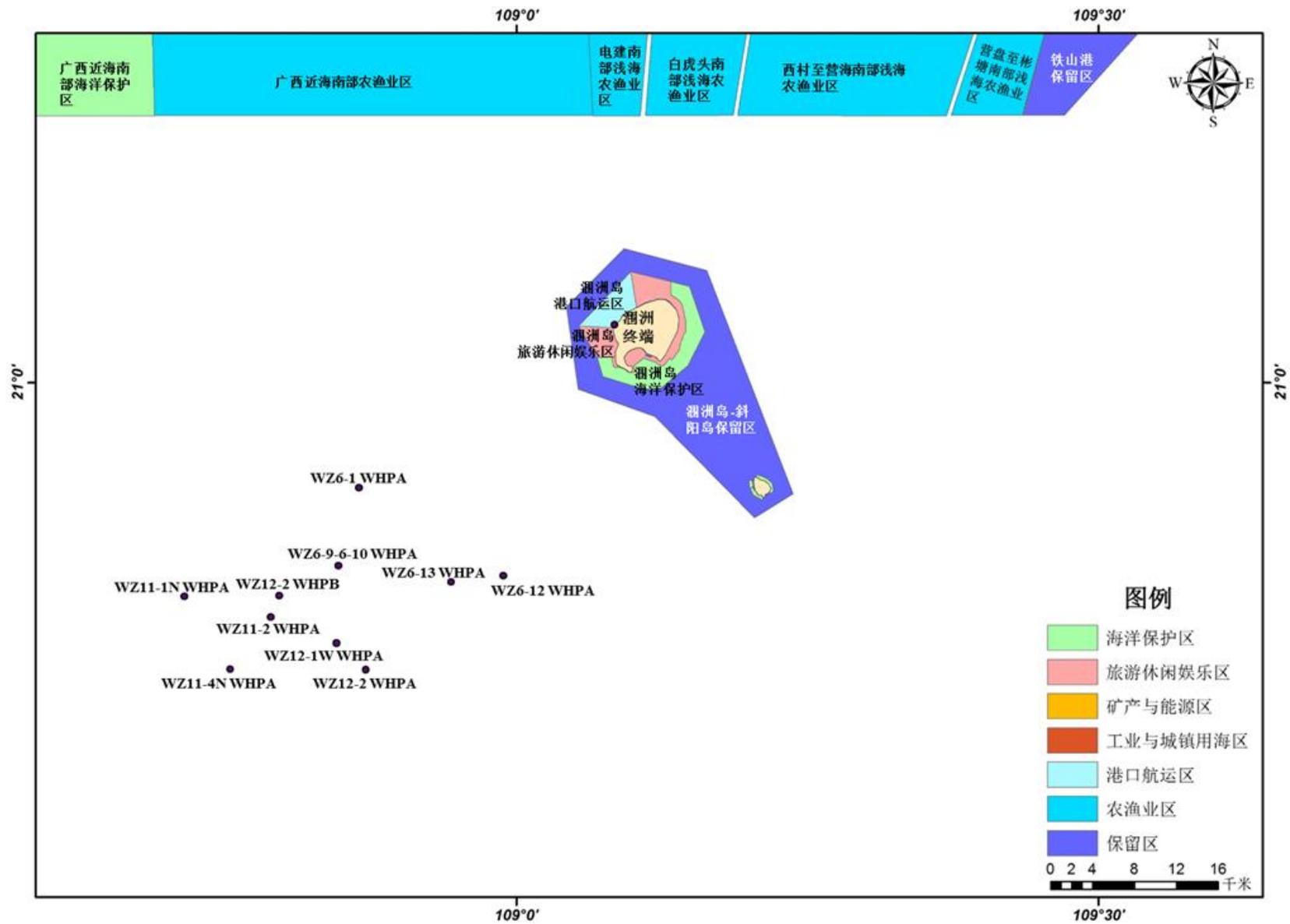


图 5-2 调整井项目与广西壮族自治区海洋功能区划示意图

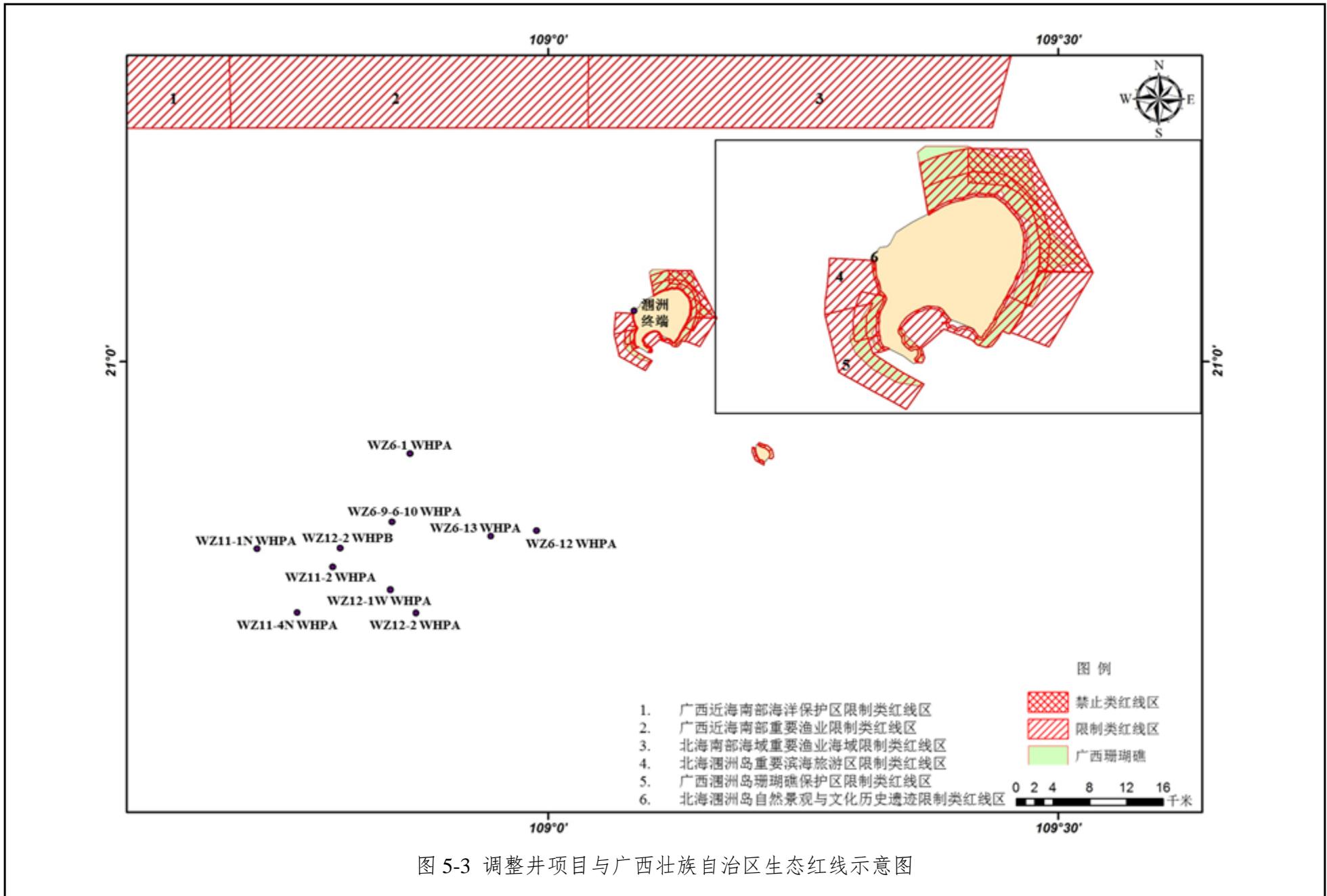


图 5-3 调整井项目与广西壮族自治区生态红线示意图

5.6 环境敏感目标及环境保护目标分布

5.6.1 海洋保护区

5.6.1.1 涠洲岛海洋保护区

涠洲岛海洋保护区位于涠洲岛东侧和西南侧海域， $109^{\circ}4'9''E\sim 109^{\circ}9'43''E$ ， $20^{\circ}59'42''N\sim 21^{\circ}5'11''N$ ，面积 2572ha。海洋环境保护管理要求为：保护珊瑚礁及其生境；执行不劣于二类海水水质标准、一类海洋沉积物质量标准、一类海洋生物质量标准。该保护区距本调整井项目最近约 26km。

5.6.1.2 斜阳岛海洋保护区

斜阳岛海洋保护区位于斜阳岛东西两侧海域， $109^{\circ}11'59''E\sim 109^{\circ}13'15''E$ ， $20^{\circ}53'58''N\sim 20^{\circ}55'16''N$ ，面积为 142ha。海洋环境保护管理要求为：保护珊瑚礁及其生境；执行不劣于二类海水水质标准、一类海洋沉积物质量标准、一类海洋生物质量标准。该保护区距本调整井项目最近约 32km。

5.6.2 渔业资源保护区

5.6.2.1 北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区

该区总面积 1142158.03ha，其中核心区面积 808771.36ha，实验区面积 333386.67ha。核心区特别保护期为 1 月 15 日~3 月 1 日。主要保护对象为二长棘鲷和长毛对虾，其他保护物种包括金线鱼、蓝圆鲹、黄带鲱鲤、长尾大眼鲷、蛇鲭类、日本金线鱼、墨吉对虾、长足鹰爪虾、中华管鞭虾、锈斑蟊、逍遥馒头蟹、日本蟊、马氏珠母贝、方格星虫等。调整井项目所在海域位于该保护区范围内，该保护区是调整井项目较敏感的保护目标之一。

5.6.2.2 二长棘鲷幼鱼幼虾保护区

二长棘鲷幼鱼幼虾保护区位于北部湾涠洲岛北端 $21^{\circ}05'N$ 以北的海域，涠洲岛南至广东省海康县流沙港以西 20 m 水深以内的海域。禁渔期为：北半部（涠洲岛北端起）12 月 16 日~翌年 6 月 30 日，南半部（涠洲岛南端起）1 月 15 日~6 月 30 日。在禁渔期间，禁止底拖网作业渔船和拖虾渔船进入该海域生产。调整井项目所处海域距离二长棘鲷幼鱼保护区最近距离约 21km。

本项目与二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区和二长棘鲷幼鱼幼虾保护区位置示意图见图 5-4。

5.6.3 产卵场

根据《南海渔业水域图》（第一批），北部湾内主要有蓝圆鲹、二长棘鲷、金线鱼、红

笛鯛、绯鲤类、长尾大眼鯛和短尾大眼鯛等鱼类的产卵场。

5.6.3.1 北部湾二长棘鯛产卵场

北部湾二长棘鯛的产卵场位于北部湾 107°20'~109°15'E, 20°00'N 至近岸, 水深 60m 以浅海域。本调整井项目位于二长棘鯛产卵场范围内。

5.6.3.2 北部湾蓝圆鲹产卵场

北部湾是蓝圆鲹主要的产卵场和育幼场之一, 产卵场的范围介于 107°15'~109°40'E, 20°00'~21°30'N 之间, 水深 40m 以内, 产卵盛期为 3~4 月。本调整井项目位于该产卵场范围内。

5.6.3.3 北部湾绯鲤类产卵场

北部湾绯鲤类产卵场位于 107°20'~108°15'E, 18°15'~21°15'N, 水深 20~100 m, 产卵盛期 4~5 月。本调整井项目涉及的 WZ11-1N WHPA、WZ11-2 WHPA 和 WZ11-4N WHPA 平台位于该产卵场范围内。

5.6.3.4 北部湾金线鱼产卵场

北部湾金线鱼产卵场主要有两处, 第一处为 107°15'~108°50'E, 19°10'~20°55'N, 水深 40~75m,; 第二处为 106°05'~107°20'E, 18°15'~19°55'N, 水深 20~80m。本调整井项目涉及的平台均在该产卵场之外, 与其最近距离约 20km。

5.6.3.5 北部湾长尾大眼鯛产卵场

北部湾长尾大眼鯛产卵场共有三处, 第一处位于 107°30'~108°50'E, 20°15'~21°20'N 海域, 第二处为 107°35'~139°05'E, 19°35'~20°25'N 海域, 第三处 107°35'~108°25'E, 18°25'~19°25'N 海域。本调整井项目涉及的平台均在该产卵场之外, 与其最近距离约 14km。

5.6.3.6 北部湾短尾鳍大眼鯛产卵场

北部湾短尾大眼鯛产卵场主要有两处, 第一处位于 107°32'~106°20'E, 17°40'~18°50'N 海域, 第二处 106°10'~108°15'E, 18°40'~19°45'N 范围海域内。本调整井项目涉及的平台均在该产卵场之外, 与其最近距离约 133km。

5.6.3.7 北部湾红笛鯛产卵场

北部湾红笛鯛产卵场主要分为两处, 第一处为 107°25'~108°43'E, 19°12'~20°20'N, 水深 20~70 m 海域; 第二处为 106°55'~107°56'E, 17°45'~19°00'N, 水深 65~85 m 海域。本调整井项目涉及的平台均在该产卵场之外, 与其最近距离约 57km。

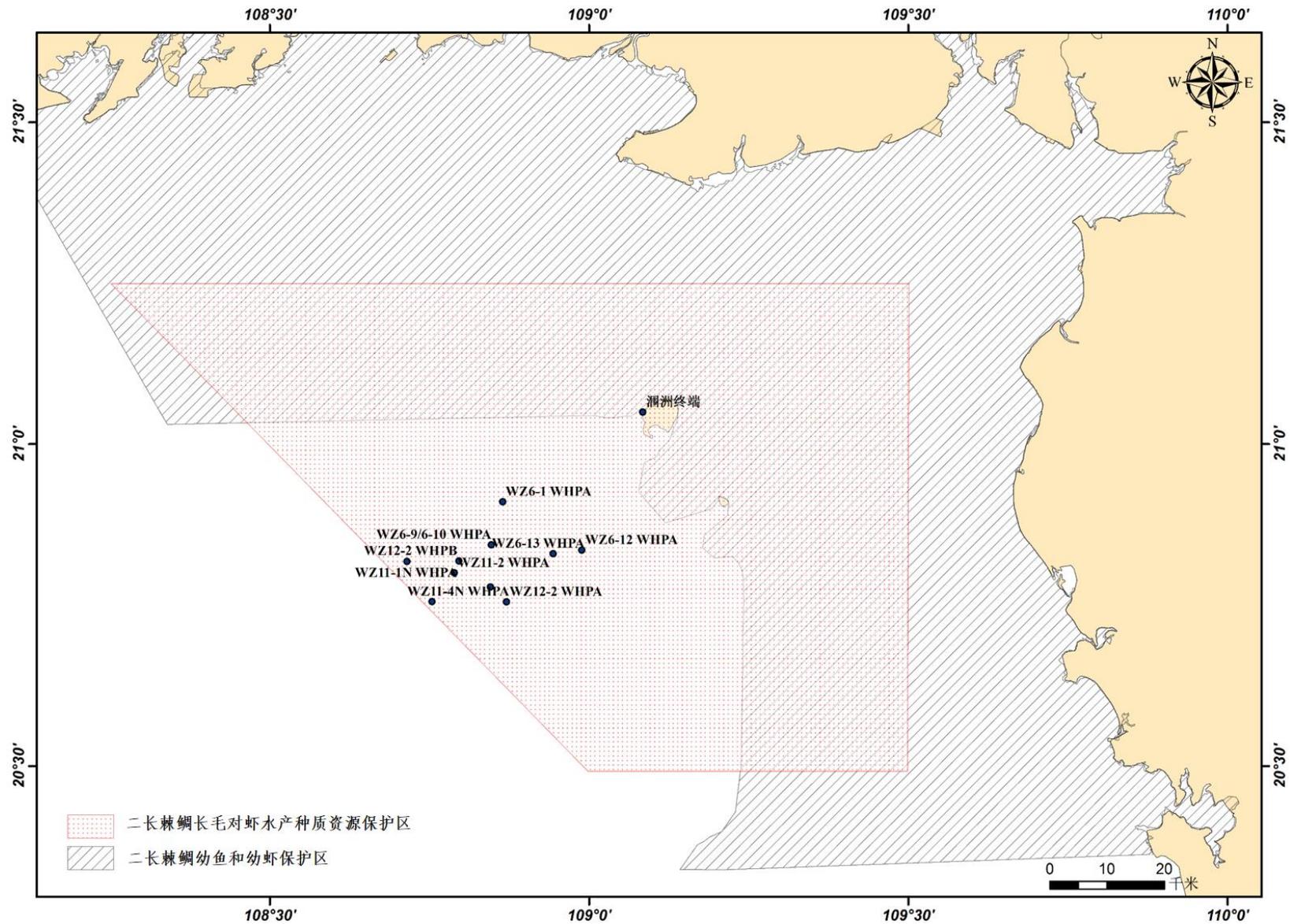


图 5-4 调整井项目与二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区和二长棘鲷幼鱼保护区位置示意图

表 5-1 调整井项目周围主要环境敏感目标

类型	敏感目标名称	级别	与工程最近距离 (km)	方位	主要保护对象
海洋功能区划	涠洲岛海洋保护区	/	26	NE	珊瑚礁
	斜阳岛海洋保护区	/	32	NE	珊瑚礁
	涠洲岛-斜阳岛保留区	/	24	NE	/
	涠洲岛旅游休闲娱乐区	/	27	NE	/
	涠洲岛港口航运区	/	29	NE	/
生态红线区	涠洲岛珊瑚礁保护区限制红线区	/	26	NE	珊瑚礁
	涠洲岛重要砂质岸线和沙源保护海域限制红线区	/	27	NE	/
	涠洲岛自然景观与文化历史遗迹限制红线区	/	29	NE	/
	涠洲岛重要滨海旅游区限制红线区	/	27	NE	/
渔业资源保护区	二长棘鲷幼鱼保护区	/	21	N	二长棘鲷
	北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区	国家级	包含	/	二长棘鲷、长毛对虾
产卵场	北部湾二长棘鲷产卵场	/	包含	/	二长棘鲷
	北部湾蓝圆鲹产卵场	/		/	蓝圆鲹
	北部湾绯鲤类产卵场	/		/	绯鲤类
	北部湾金线鱼产卵场	/	20	SW	金线鱼
	北部湾长尾大眼鲷产卵场	/	14	W	长尾大眼鲷
	北部湾短尾鳍大眼鲷产卵场	/	133	SW	短尾鳍大眼鲷
	北部湾红笛鲷产卵场	/	57	SW	红笛鲷

6 环境影响预测与分析

6.1 建设阶段环境影响分析

溇洲油田群调整井项目在钻完井阶段的主要污染物是钻完井期间产生的钻井液和钻屑，以及参加施工作业船舶产生的少量船舶污染物，包括船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和少量生产垃圾。生活污水、生活垃圾产生量较少，除少量食品废弃物粉碎后排海外的所有生活垃圾和生产垃圾全部送至陆上交给有资质单位进行处理；生活污水通过生活污水处理装置处理达标后排放，对海域水质影响很小。本节将着重分析钻井液、钻屑对海水水质、海底沉积物和生物生态的影响。

6.1.1 钻井液和钻屑排放对海洋环境影响预测

6.1.1.1 海域流场模型

(1) 海流模型

模型建立在基于流体静压假定的三维不可压雷诺平均 N-S 方程的解决方案的基础上，其基本方程如下。

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = S$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial u^2}{\partial x} + \frac{\partial uv}{\partial y} + \frac{\partial wu}{\partial z} = &fv - g \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial x} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} dz - \\ &\frac{1}{\rho_0 h} \left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{xy}}{\partial y} \right) + F_u + \frac{\partial}{\partial z} \left(\nu_t \frac{\partial u}{\partial z} \right) + u_s S \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial v^2}{\partial y} + \frac{\partial uv}{\partial x} + \frac{\partial wv}{\partial z} = &-fu - g \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial y} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} dz - \\ &\frac{1}{\rho_0 h} \left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{yy}}{\partial y} \right) + F_v + \frac{\partial}{\partial z} \left(\nu_t \frac{\partial v}{\partial z} \right) + v_s S \end{aligned}$$

式中， t 是时间； x 、 y 和 z 是笛卡尔坐标系； η 是水面高度； d 是静水深； $h = \eta + d$ 是总水深； u 、 v 和 w 是 x 、 y 和 z 方向上的速度分量； $f = 2\Omega \sin \phi$ 是科里奥利参数（ Ω 是旋转角速度， ϕ 是纬度）； g 是重力加速度； ρ 是水的密度； s_{xx} 、 s_{xy} 、 s_{yx} 和 s_{yy} 是辐射应力张量的分量； ν_t 是垂向湍流粘度（或涡粘）； p_a 是大气压强； ρ_0 是水的参考密度。 S 是点源的流量， u_s 、 v_s 是流入周围环境的水的速度大小， F_u 、 F_v 为水平应力项。

• 边界条件

关于 u 、 v 和 w 的表面及底部边界条件为：

在 $z = \eta$ 处：

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + u \frac{\partial \eta}{\partial x} + v \frac{\partial \eta}{\partial y} - w = 0, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 \nu_t} (\tau_{sx}, \tau_{sy})$$

$z = -d$ 处:

$$u \frac{\partial d}{\partial x} + v \frac{\partial d}{\partial y} + w = 0, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 \nu_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

其中 (τ_{sx}, τ_{sy}) 和 (τ_{bx}, τ_{by}) 分别表示表面风应力和底部摩擦应力在 x 及 y 方向上的分量。

固体侧边界条件:

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件:

在开边界输入主要分潮的调和常数计算的潮位, 作为开边界输入:

$$\zeta = \sum f_c H_c \cos[\omega_c + (V_0 + u)_c - g_c]$$

其中, H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角, 下标 C 为某个分潮, ω 为分潮频率, f 为交点因子, u 为交点订正角, V_0 是天文潮的初位相。

- 初始条件

$$\begin{cases} h(x, y, z, 0) = d \\ u(x, y, z, 0) = 0 \\ v(x, y, z, 0) = 0 \\ w(x, y, z, 0) = 0 \end{cases}$$

其中, d 为计算开始时刻各个网格的静水深。

- 计算海域及网格设置

网格设置采取局部加密技术, 即外部海域网格 3-5km, 工程附近海域网格 30m, 以求得准确的污染物浓度分布。垂向将水体等分为 3 层, 工程海域水深约 33m 左右, 即工程附近海区表、中、底层水体厚度均为 11m。计算海域网格设置如下。

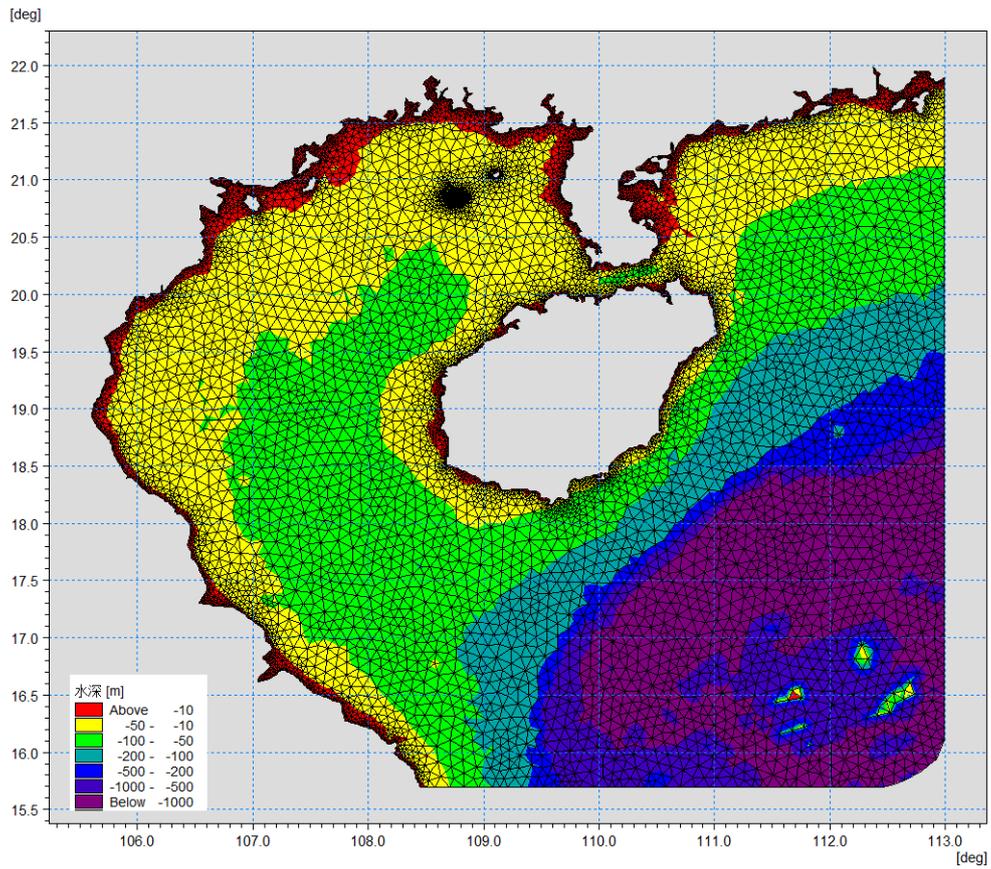


图 6-1 计算海域网格设置

• 模型验证

潮流潮位实测资料来自中海油服物探事业部工程勘察中心观测结果，验证点位置见表 6-1 和图 6-2，在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 6-3~图 6-11。

表 6-1 验证点坐标位置

验证点	坐标位置	资料时间	验证因子
A	[REDACTED]	2013.01.15	潮流、潮位
B	[REDACTED]	2013.01.15	潮流、潮位
C	[REDACTED]	2013.01.15	潮流、潮位

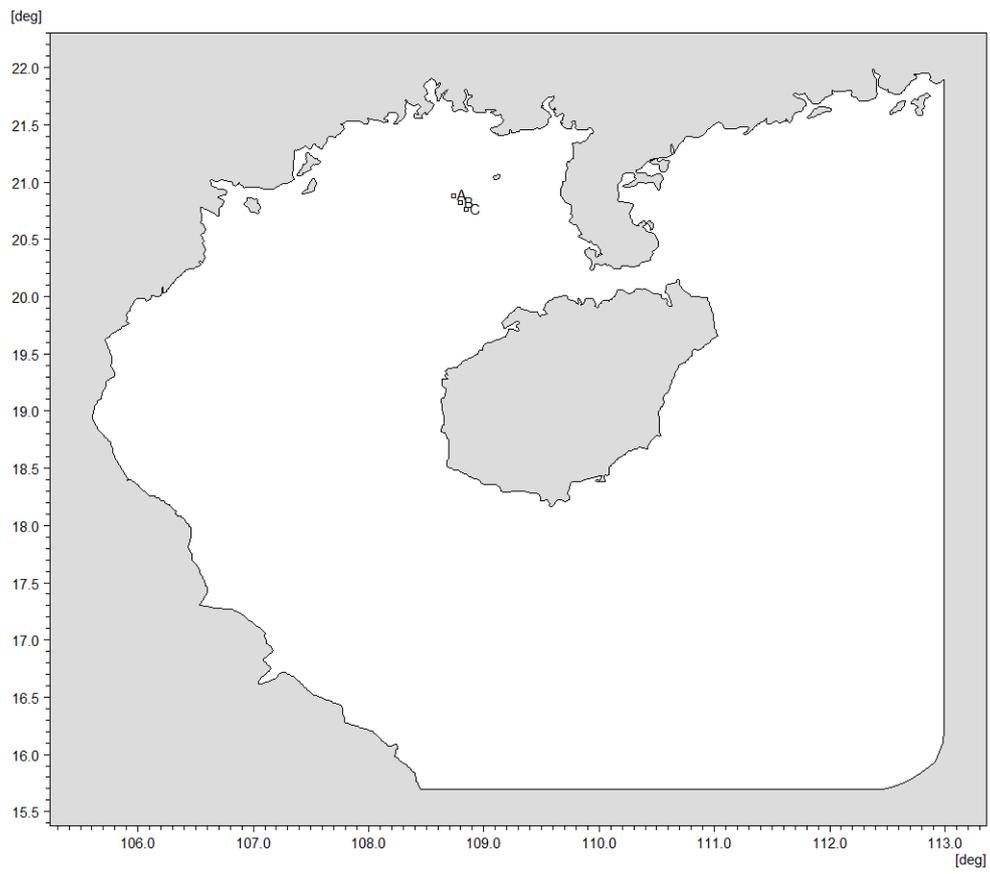


图 6-2 验证点地理位置

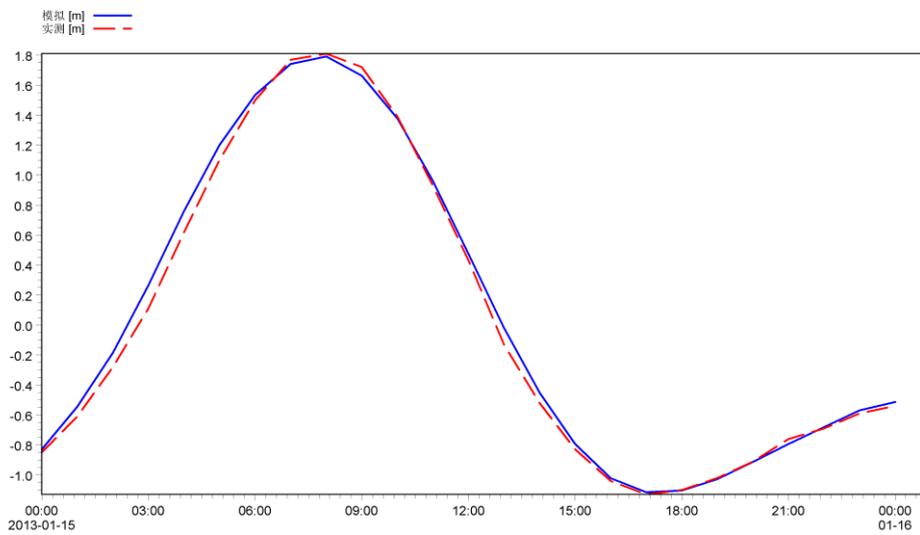


图 6-3 A 站潮位验证曲线

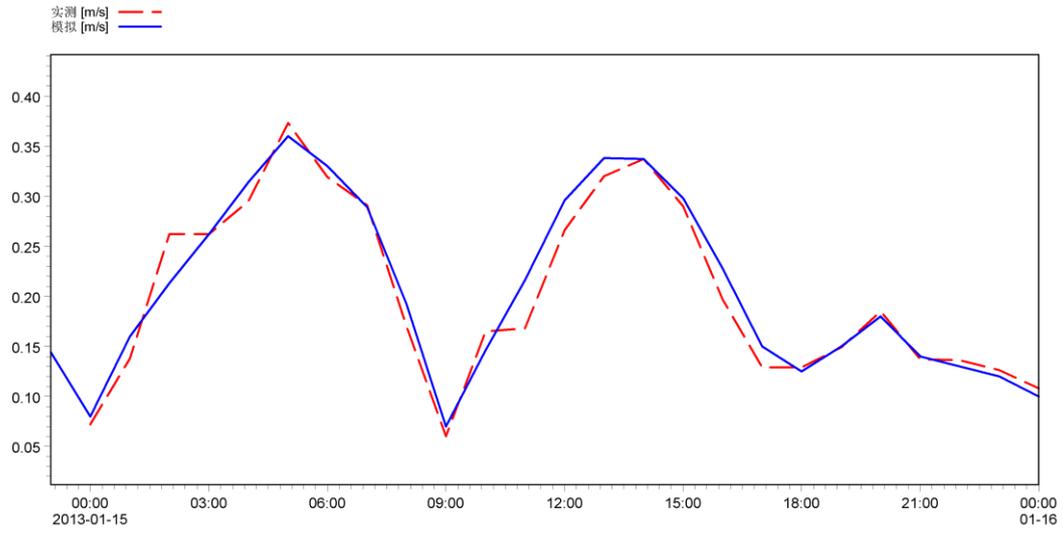


图 6-4 A 站流速验证曲线

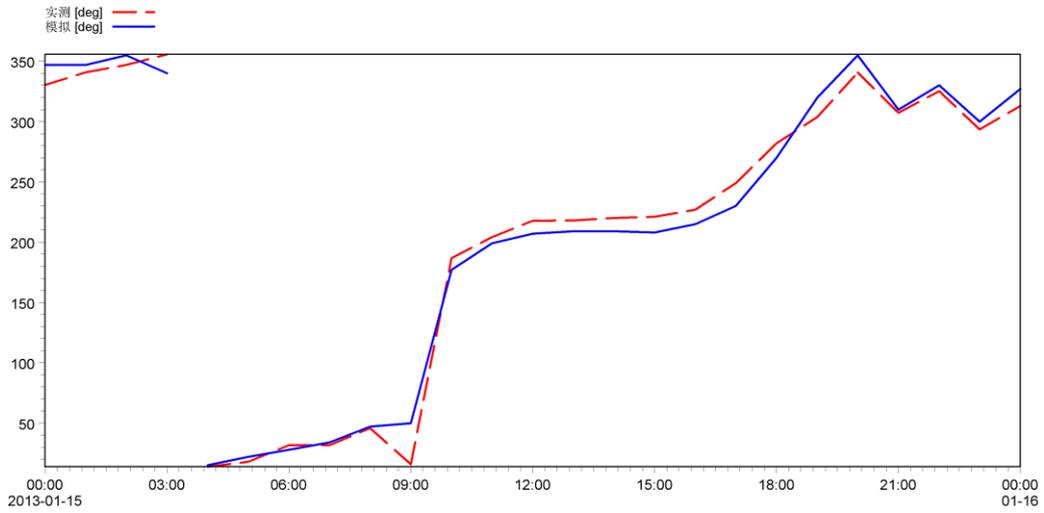


图 6-5 A 站流向验证曲线

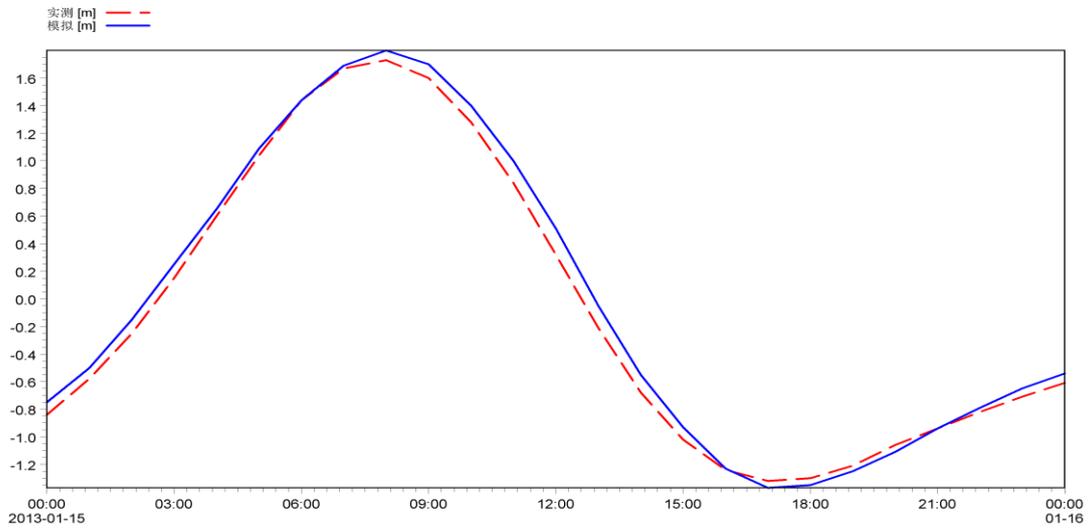


图 6-6 B 站潮位验证曲线

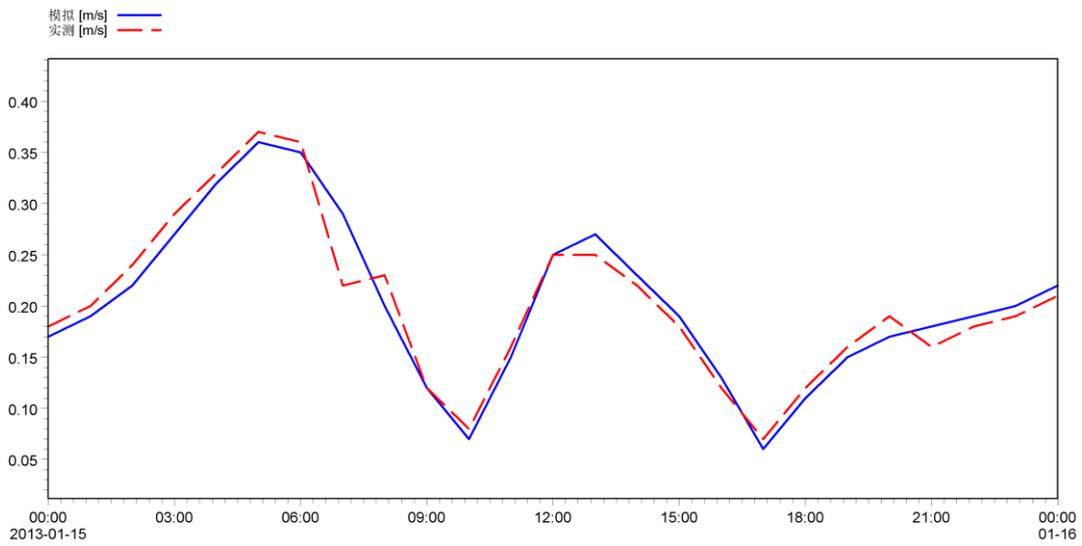


图 6-7 B 站流速验证曲线

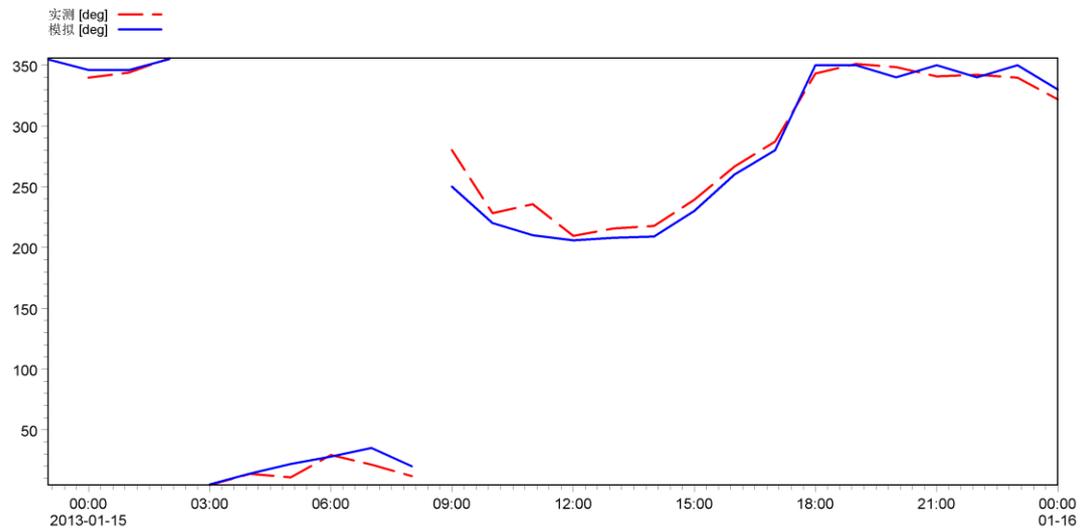


图 6-8 B 站流向验证曲线

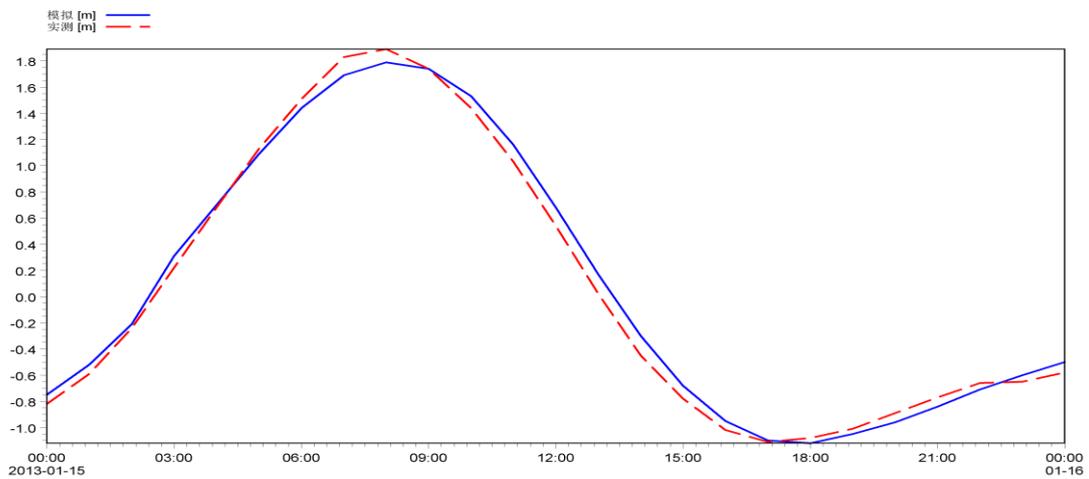


图 6-9 C 站潮位验证曲线

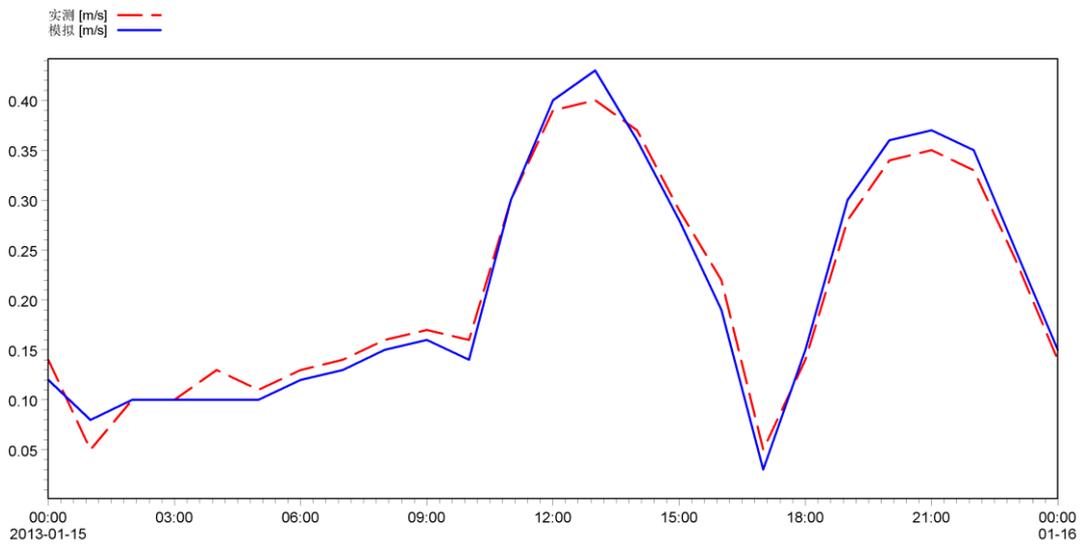


图 6-10 C 站流速验证曲线

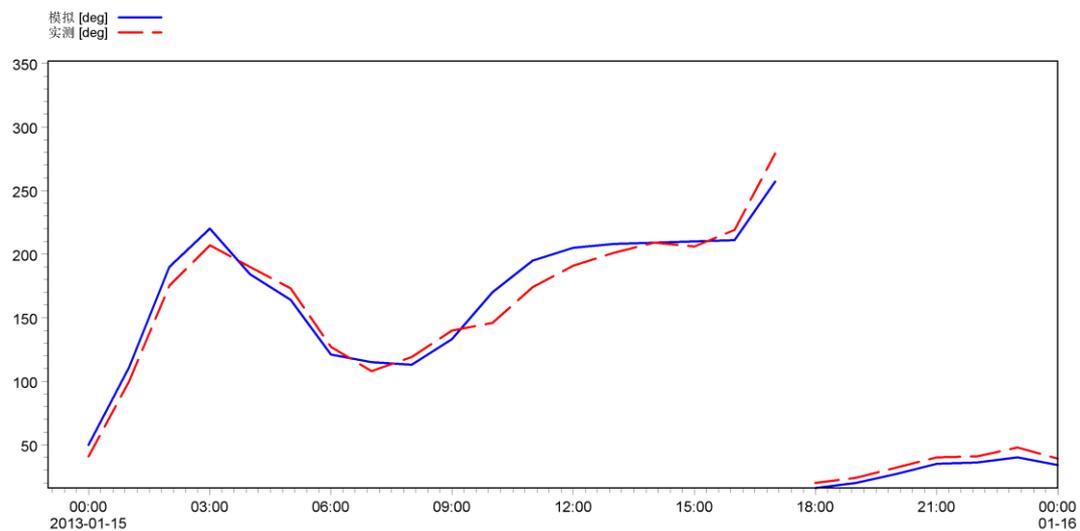


图 6-11 C 站流向验证曲线

从以上验证结果可以看出，流速的大小以及方向，转流发生时刻的计算值与实测值基本一致；潮位振幅和位相计算值亦与实测值基本一致。潮位和潮流的验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

6.1.1.2 悬浮沙预测

(1) 泥沙输运模块

泥沙输运模块基于水动力模块的流场计算结果，并包括沉降和再悬浮在内的泥沙输运过程。

- 基本控制方程

悬沙对流扩散方程如下

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial uC}{\partial x} + \frac{\partial vC}{\partial y} + \frac{\partial (w-w_s)C}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_v \frac{\partial C}{\partial z} \right) + QC_0 - S$$

式中， C 为海水中悬浮沙浓度，单位 kg/m^3 ； w_s 为泥沙沉降速度，单位 m/s ； D_h 、 D_v 分别为水平和垂向泥沙扩散系数，单位 m^2/s ； Q 为泥沙输入源强流量，单位 $\text{m}^3/\text{s}/\text{m}^3$ ； C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m^3 ； S 为床沙侵蚀或淤积速率，单位 $\text{kg/m}^3/\text{s}$ 。

- 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

$$w_s = \begin{cases} \frac{(s-1)gd^2}{18\nu}, & d < 100\mu\text{m} \\ \frac{10\nu}{d} \left\{ \left[1 + \frac{0.01(s-1)gd^3}{\nu^2} \right]^{0.5} - 1 \right\}, & 100 < d < 1000\mu\text{m} \\ 1.1[(s-1)gd]^{0.5}, & d > 1000\mu\text{m} \end{cases}$$

式中， d 为中值粒径，单位 m ； s 为泥沙密度，单位 kg/m^3 ； ν 为运动粘滞系数； g 为重力加速度， m/s^2 。

- 床面淤积速率

就粘性泥沙而言，床面淤积速率基于 Krone 公式计算，

$$S_D = W_s C_b p_d$$

式中， W_s 为泥沙沉速，单位 m/s ； C_b 为近底含沙量，单位 kg/m^3 ； p_d 为床沙淤积概率，认为与水流有效切应力呈正相关关系，即：

$$p_d = 1 - \frac{\tau_b}{\tau_{cd}}, \quad \tau_b \leq \tau_{cd}$$

式中 τ_b 、 τ_{cd} 分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力。

对于非粘性泥沙而言，床沙淤积速率基于下式表达，

$$S_d = -w_s \left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e < \bar{c}$$

- 床面侵蚀速率

就粘性泥沙而言，考虑床沙固结程度的床面侵蚀速率基于 Mehta et al 公式估算，对于固结粘性床沙有：

$$S_E = E \left(\frac{\tau_b}{\tau_{ce}} - 1 \right)^n, \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中，E 为侵蚀系数，单位 $\text{kg/m}^2/\text{s}$ ； τ_{ce} 为床沙临界侵蚀切应力，n 为经验常数。
对于未固结粘性床沙侵蚀速率有：

$$S_E = E \exp[\alpha(\tau_b - \tau_{ce})^{0.5}], \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中， α 为经验系数，单位 $\text{m/N}^{0.5}$ 。
非粘性床沙侵蚀速率由下式给出：

$$S_e = -w_s \left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e > \bar{c}$$

- 边界条件和初始条件

陆边界：

$$\frac{K_H}{D} \left[\frac{\partial S}{\partial \bar{n}} \right] = 0$$

开边界：

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

$$\frac{\partial S}{\partial t} + V_n \frac{\partial S}{\partial \bar{n}} = 0 \quad \text{出流段}$$

其中 \bar{n} 为边界的法线方向， Γ 为水边界。

初始条件：

根据《海水水质标准》(GB3097-1997)，悬浮物考察人为造成的浓度增量，因此初始浓度以 0 起算。

(2) 钻井液排放影响预测

- 排放方式及源强

本项目涉及 10 个平台排放水基钻井液，钻井液在钻井过程中循环使用，其最大排放速率出现在钻井完成后一次性排放，最大排放速率约为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。钻井液密度 $1.08\text{g/cm}^3 \sim 1.5\text{g/cm}^3$ （按 1.25g/cm^3 计算），钻井液固相颗粒粒径 $0.008\text{-}0.062\text{mm}$ ，中值粒径为 0.016mm 。

选取其中的 WZ6-12WHPA 平台进行钻井液排放影响预测，其他平台钻井液排放影响参照此预测结果。

表 6-2 钻井液排放情况

平台	东经	北纬	最大排放速率 (m ³ /h)
WZ6-12WHPA			35

- 浓度增量预测结果

WZ6-12WHPA 等平台钻井液排放悬浮物影响预测结果见表 6-3 和表 6-4, 钻井液排放悬浮物浓度包络线见图 6-12。由预测结果可以看出, 钻井液对水质的影响主要在海表层 (海面以下 0~11m), 表层以下无超一类面积, 超一类包络面积为 0.382 km², 超一类最远距离为 0.75km, 停止排放后约 10.0h 即可恢复第一类水质。

表 6-3 本调整井项目钻井液预测结果 (表层)

平台	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)	恢复一类时间 (h)
WZ6-1 WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ6-12 WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ6-13 WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ6-9/10 WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ11-1N WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ11-2 WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ11-4N WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ12-1W WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ12-1W WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ12-2 WHPA	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0
WZ12-2 WHPB	0.382	0.067	0.048	0.75	10.0

表 6-4 本调整井项目钻井液浓度区间面积 (表层)

平台	(10~20) mg/l 面积 (km ²)	(20~50) mg/l 面积 (km ²)	(50~100) mg/l 面积 (km ²)	>100mg/l 面积 (km ²)
WZ6-1 WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ6-12 WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ6-13 WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ6-9/10 WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ11-1N WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ11-2 WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ11-4N WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ12-1W WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ12-1W WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ12-2 WHPA	0.173	0.094	0.048	0.067
WZ12-2 WHPB	0.173	0.094	0.048	0.067

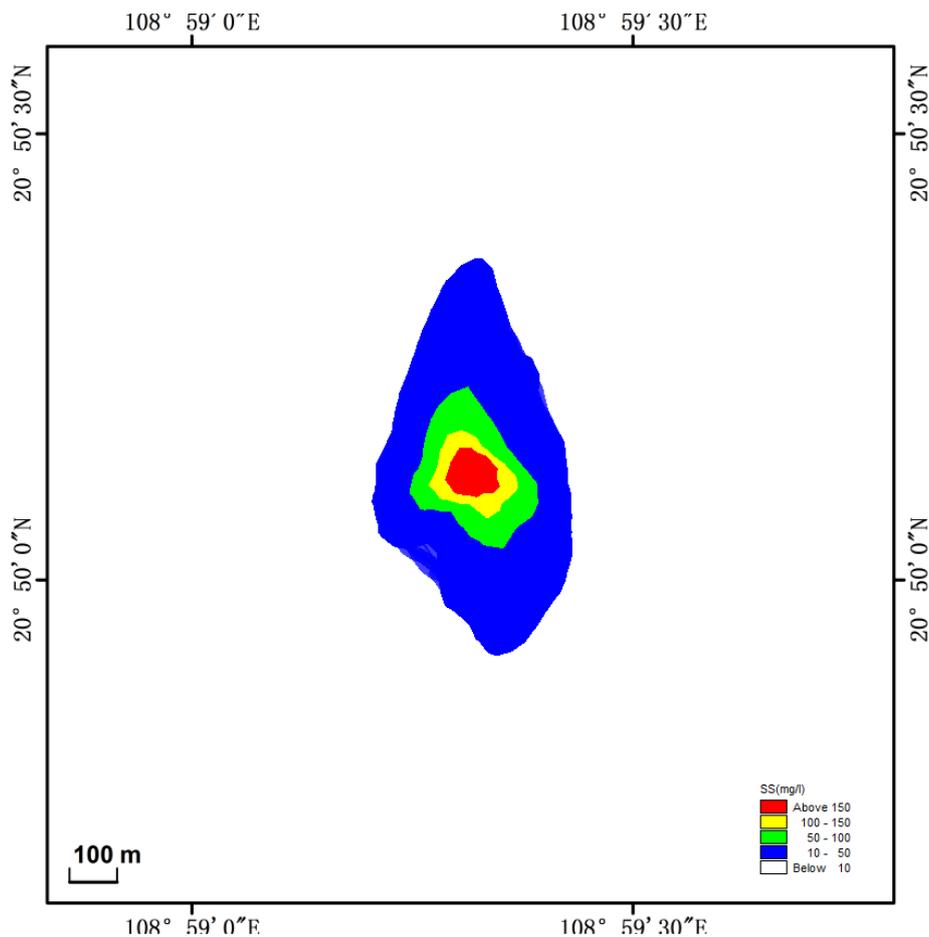


图 6-12 WZ6-12WHPA 平台钻井液浓度分布包络线（表层）

(3) 钻屑浓度场预测

• 钻屑排放位置及源强

本项目涉及 10 个平台排放钻屑，选取排放量最大的 WZ6-12WHPA 平台进行预测，其他平台参照此预测结果。WZ6-12WHPA 平台钻屑排放情况如下。

表 6-5 WZ6-12WHPA 平台钻屑排放速率

平台	东经	北纬	最大排放速率 (m ³ /d)
WZ6-12WHPA	██████████	██████████	131.7

钻屑粒径分布如下，计算时中值粒径取为 70 μ m、120 μ m、150 μ m、230 μ m 共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15% 计算包络面积。

表 6-6 钻屑粒径分布

<105 μ m	105~140 μ m	140~178 μ m	>178~279 μ m
25%	35%	25%	15%

• 浓度增量预测结果

WZ6-12WHPA 平台钻屑排放预测结果见表 6-7，表 6-8 给出了钻屑排放期间表层悬浮

沙浓度区间的包络面积。图 6-13 为钻屑排放悬浮沙分布包络线图。由以上预测结果可以看出,由于钻屑粒度较大,在海水中沉降速度较快,钻屑排放悬浮物超一类影响范围较小,表层超一类最大包络面积为 0.247km²,离排放点的最大距离为 0.35km,钻屑停止排放约 5.5h 可恢复到第一类水质。钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.0019km²。

表 6-7 本调整井项目 10 个平台钻屑预测结果

平台	层位	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)
WZ6-1 WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ6-12 WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ6-13 WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ6-9/10 WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ11-1N WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ11-2 WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ11-4N WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ12-1W WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ12-1W WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ12-2 WHPA	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	
WZ12-2 WHPB	表层	0.247	0.041	0.029	0.35	5.5	0.0019
	中层	0.033	/	/	/	/	
	底层	/	/	/	/	/	

表 6-8 本调整井项目 10 个平台钻屑浓度区间面积

平台	层位	(10~20) mg/l 面积 (km ²)	(20~50) mg/l 面积 (km ²)	(50~100) mg/l 面积 (km ²)	>100mg/l 面积 (km ²)
WZ6-1 WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ6-12 WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ6-13 WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ6-9/10 WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ11-1N WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ11-2 WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ11-4N WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ12-1W WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ12-1W WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ12-2 WHPA	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/
WZ12-2 WHPB	表层	0.112	0.053	0.042	0.041
	中层	0.023	0.010	/	/
	底层	/	/	/	/

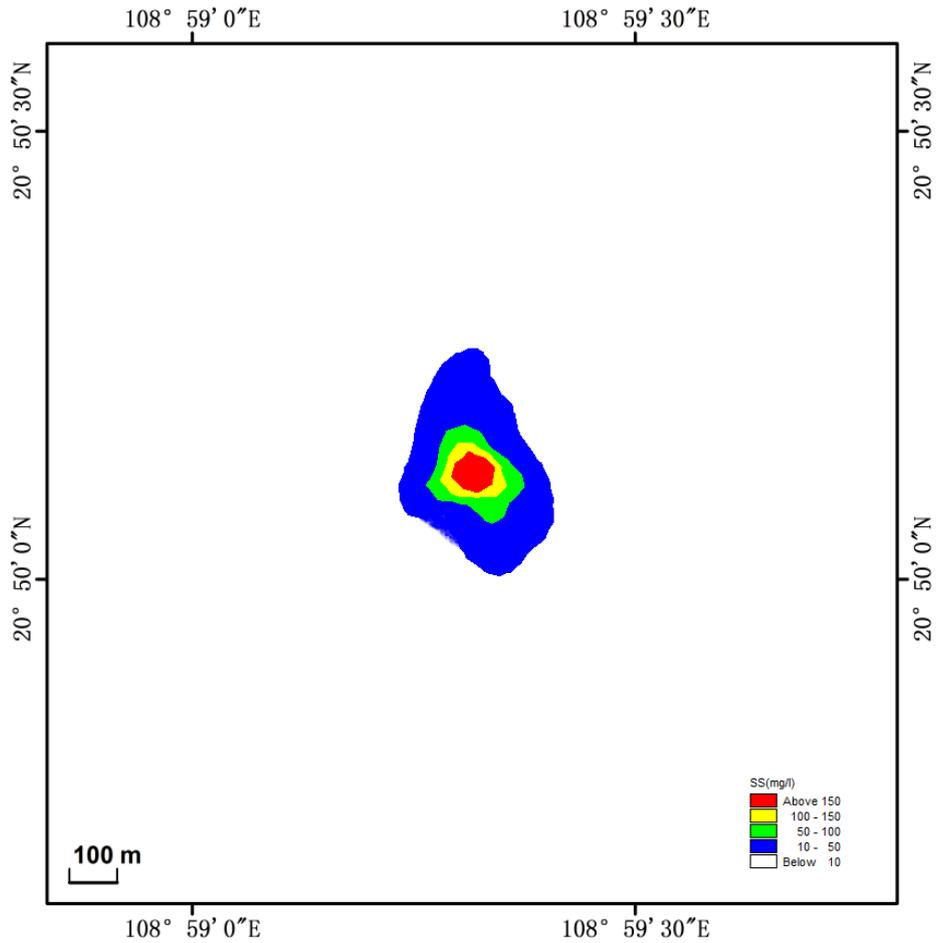


图 6-13 WZ6-12WHPA 平台钻屑浓度分布包络线（表层）

6.1.2 钻井液和钻屑排放对海洋环境影响评价

6.1.2.1 钻井液和钻屑排放对海水水质影响分析

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，尚在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。调整井项目钻井液排放对水质的影响主要在表层主流向上，悬浮物超一（二）类水质海域的最大包络面积约为 0.382 km²，离排放点的最大距离为 0.75 km。停止排放后恢复到一类水质所需最大时间为 10.0h。超三、四类水质海域的最大包络面积为 0.067km²和 0.048km²。

钻屑的成分主要是地下砂岩和石灰岩的碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土，沉降速度快，扩散范围小。本调整井作业钻屑排放对水质的影响，悬浮物表层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.247 km²，离排放点的最大距离为 0.35 km，恢复到一类水质所需最大时间为 5.5h，表层超三类、超四类水质海域的最大包络面积分别为 0.041 km²、0.029 km²。

6.1.2.2 钻井液和钻屑排放对沉积物影响分析

钻井液和钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内聚集。钻井液和

钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻井液和钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。

根据钻屑排放量预测结果，钻屑覆盖厚度超过 2cm 的区域面积 $\leq 0.0019\text{km}^2$ ，对沉积物影响很小，其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统造成明显危害，钻井液和钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

6.1.2.3 钻井液和钻屑排放对生物生态影响分析

(1) 对浮游植物的影响分析

本调整井项目在钻完井阶段所排放的钻屑和水基钻井液，使平台周围海水中悬浮物浓度增大，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中浮游植物的生长与繁殖，降低了海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。但由于钻井阶段时间较短，随着施工作业结束，停止钻井液、钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

(2) 对浮游动物的影响分析

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

(3) 对底栖生物的影响

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

根据类比分析结果，各平台排放的钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积均不超过 0.0019km^2 ，可以做出如下预测：(1) 在平台周围底栖生物将受到钻屑排放的明显影响；(2) 除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的鱼类造成明显的危害；

(3) 本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 0.0019km^2 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

6.1.2.4 钻井液和钻屑排放对海洋生物资源和生态服务功能的影响分析

本项目海洋生物资源损失估算参数取值及资料来源见表 6-9。

表 6-9 海洋生物资源计算参数及资料来源

资源类别	资源密度	调查单位
鱼卵 (粒/m ³)	0.92	渔业资源调查资料 (2018 年 9 月) (广东海洋大学)
仔稚鱼 (尾/m ³)	1.69	
鱼类幼体 (尾/km ²)	34162	
头足类幼体 (尾/km ²)	442	
虾蟹类幼体 (尾/km ²)	3828	
成体 (kg/km ²)	447.30	
底栖生物 (g/m ²)	4.42	春季现状调查资料 (2018 年 4 月) (国家海洋局南海环境监测中心)

(1) 钻井液和钻屑排放对海洋生物资源的影响

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

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

式中:

W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量, 单位为尾或个或千克(kg);

D_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度, 单位为尾平方千米、个平方千米或千克平方千米 (kg/km²);

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

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

N ——某一污染物浓度增量分区总数。

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中:

M_i ——第 i 种类生物资源累计损失量, 单位为尾、个或千克 (kg);

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

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

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007), 各类生物的损失率取值见表 6-10。

表 6-10 污染物对各类生物的损失率

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

• 钻井液排放对海洋生物资源的影响

根据前述公式 (1) 估算钻井液排放造成的海洋生物资源损失, 其中的影响面积根据 6.1.1.2 节预测结果, 钻井液排放对周围海水水质的影响深度为表层 (海面以下 0~11m), 海洋生物资源见表 6-9, 各类海洋生物损失率见表 6-10, 据此估算钻井液排放造成海洋生物资源损失如下。

表 6-11 钻井液排放海洋生物资源损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi ≥9	小计	10 平台 合计
		0.173	0.094	0.048	0.067		
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.92	0.92	0.92	0.92	0.667	6.674
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.088	0.095	0.146	0.339		
仔鱼	密度 (尾/m ³)	1.69	1.69	1.69	1.69	1.226	12.260
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.161	0.175	0.268	0.623		
幼鱼	密度(尾/km ²)	34162	34162	34162	34162	2253	22530
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	296	321	492	1144		
幼虾	密度(尾/km ²)	3828	3828	3828	3828	252	2525
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	33	36	55	128		
幼头足类	密度(尾/km ²)	442	442	442	442	29	291
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	4	4	6	15		
成体	密度(kg/km ²)	447.30	447.30	447.30	447.30	12	121
	损失率	1%	5%	15%	20%		
	损失量(kg)	0.77	2.10	3.22	5.99		

• 钻屑排放对海洋生物资源的影响

根据前述公式 (1) 估算钻屑排放造成的海洋生物资源损失, 其中的影响面积根据 6.1.1.2 节预测结果, 钻屑排放对周围海水水质的影响深度为表层 (海面以下 0~11m), 海洋生物资源见表 6-9, 各类海洋生物损失率见表 6-10, 据此估算钻屑排放造成海洋生物资源损失如下。

表 6-12 钻屑排放海洋生物资源损失

资源	面积 (km ²)	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi ≥ 9	小计	10 平台 合计
		0.067	0.031	0.042	0.041		
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.92	0.92	0.92	0.92	0.400	3.997
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.034	0.032	0.127	0.207		
仔鱼	密度 (尾/m ³)	1.69	1.69	1.69	1.69	0.734	7.342
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.063	0.058	0.232	0.381		
幼鱼	密度(尾/km ²)	34162	34162	34162	34162	1349	13492
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	115	107	427	700		
幼虾	密度(尾/km ²)	3828	3828	3828	3828	151	1512
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	13	12	48	78		
头足类幼体	密度(尾/km ²)	442	442	442	442	17	175
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	1	1	6	9		
成体	密度(kg/km ²)	447.30	447.30	447.30	447.30	7.5	74.6
	损失率	1%	5%	15%	20%		
	损失量(kg)	0.30	0.70	2.80	3.67		

底栖生物损失按钻屑覆盖厚度 2cm 以上的范围内全部损失,即此范围内损失率 100%,以此估算钻屑排放造成的底栖生物损失如下。

表 6-13 钻屑排放底栖生物生物资源损失

覆盖厚度 2cm 面积 (km ²)	密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)	10 平台
0.0019	4.42	100%	0.01	0.08

• 海洋生物资源损失价值估算

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):

a 鱼卵和仔稚鱼经济损失计算

鱼卵和仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算,鱼卵和仔稚鱼经济价值按下列公式计算:

$$M = W \times P \times E \dots\dots\dots (2)$$

式中:

M — 鱼卵和仔稚鱼经济损失金额;

W — 鱼卵和仔稚鱼损失量;

P — 鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例,鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算,

仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比 (%)；

E — 鱼苗的商品价格，根据近年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 1.0 元/尾计算。

b 幼鱼经济价值计算

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

$$M = W \times P \times G \times E_i \dots\dots\dots (3)$$

式中：

M — 幼体的经济损失额 (元)；

W — 幼体的损失资源量 (尾)；

P — 幼体折算为成体比例，按 100%；

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

E_i — 第 i 种类生物成体的商品价格 (元/kg)，按目前当地水产品的平均价格计算，折算得出的幼鱼价格为 1.2 元/尾、幼虾 0.15 元/尾、幼头足类 1.5 元/尾。

c 成体经济损失计算

$$M = W \times E \dots\dots\dots (4)$$

式中：

M — 第 i 种类生物成体生物资源的经济损失额；

W — 第 i 种类生物成体生物资源损失的资源量；

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

• 海洋生物资源损失

海洋生物资源损失量根据预测结果，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算。本项目为调整井项目，各平台钻井作业量不大，持续时间均较短，因此对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额如下表。

表 6-14 海洋生物资源补偿计算结果

排放类别	资源类别	损失量	长成率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额 (万元)
钻井液	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	6.674	1%	0.5 元/尾	3 倍	10.01
	仔鱼 (×10 ⁶ 尾)	12.260	5%	0.5 元/尾		91.95
	幼鱼 (尾)	22530	—	1.2 元/尾		8.11
	幼虾 (尾)	2525		0.15 元/尾		0.11
	头足类幼体 (尾)	291		1.5 元/尾		0.13
	成体 (kg)	121	—	1.5 万元/t		0.54
	小计	—	—	—		110.86
钻屑	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	3.997	1%	0.5 元/尾	3 倍	6.00
	仔鱼 (×10 ⁶ 尾)	7.342	5%	0.5 元/尾		55.06
	幼鱼 (尾)	13492	—	1.5 元/尾		6.07
	幼虾 (尾)	1512		0.15 元/尾		0.07
	头足类幼体 (尾)	175		1.5 元/尾		0.08
	成体 (kg)	7	—	1.5 万元/t		0.25
	底栖生物 (t)	0.08	—	1.2 万元/t		0.30
	小计	—	—	—		67.83
合计	—	—	—	—	178.69	

(2) 海洋生态服务功能损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011), 海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分, 下面评估本工程对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是钻井泥浆钻屑排放, 下面评估上述活动对海洋生态系统服务功能的损失。

• 海洋供给服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011), 海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给 (养殖生产、捕捞生产) 和氧气生产。由于本工程所处海域无养殖生产, 对捕捞生产的影响有限, 且生物资源损失已根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007) 进行了评估, 因此这里仅考虑氧气生产影响。

氧气生产的物质量采用海洋植物通过光合作用过程生产氧气的数量进行评估, 包括浮游植物初级生产力提供的氧气和大型藻类初级生产提供的氧气, 本工程生态调查未调查到大型藻类, 在此仅计算浮游植物产生的氧气量。氧气生产的物质量计算公式为:

$$Q_{O_2} = Q'_{O_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{O_2}$$

式中:

Q_{O_2} — 氧气生产的物质量, 单位为吨 (t);

Q'_{o_2} —单位时间单位面积水域浮游植物产生的氧气量，单位为毫克每平方米每天 ($\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{d}$);

S —评估海域的水域面积，单位为平方千米 (km^2);

N —时间天数 (d);

Q''_{o_2} —大型藻类产生的氧气量，单位为吨每年 (t/a);

浮游植物初级生产提供氧气的计算公式为:

$$Q'_{o_2} = 2.67 \times Q_{pp}$$

式中:

Q_{pp} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天 ($\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{d}$)

2018年4月调查初级生产力平均值为 $220\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，从不利角度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响。根据工程分析，各平台最长排放时长约 113d，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 0.247km^2 ，根据上述公式评估氧气生产量的损失为:

$$\begin{aligned} Q_{o_2} &= 2.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \\ &= 2.67 \times 220 \times 0.247 \times 113 \times 10^{-3} \\ &= 16.4(\text{t}) \end{aligned}$$

根据王燕等人的研究，工业制氧平均价格为 400 元/t，则本工程影响氧气生产价值为 0.66 万元。

• 海洋调节服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理，生产水处理合格后达标排放，少量钻井泥浆和钻屑排放，因此，这里仅考虑气候调节功能和上述污染物排放造成的环境容量损失。

气候调节物质量评估采用的方法是基于海洋植物(浮游植物和大型藻类)固定二氧化碳的原理计算，物质量等于评价海域的水域面积乘以单位面积水域浮游植物和大型藻类固定二氧化碳的量。本工程生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物固定二氧化碳的量。气候调节的物质量计算公式为:

$$Q_{CO_2} = Q'_{CO_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{CO_2}$$

式中:

Q_{CO_2} —气候调节的物质量，单位为吨每年 (t);

Q'_{CO_2} —单位时间单位面积水域浮游植物固定的二氧化碳量，单位为毫克每平方米每天 ($\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{d}$);

S —评估海域的水域面积，单位为平方千米 (km^2);

N—时间天数，(d)；

Q''_{CO_2} —大型藻类固定的二氧化碳量，单位为吨每年 (t/a)；

浮游植物固定二氧化碳量的计算公示为：

$$Q'_{CO_2} = 3.67 \times Q_{PP}$$

式中：

Q_{PP} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天 ($mg/m^2 \cdot d$)。

2018年4月调查初级生产力平均值为 $220mg \cdot C/(m^2 \cdot d)$ ，从不利角度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响，根据工程分析，各平台最长排放时长约 113d，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 $0.247km^2$ ，根据上述公式评估氧气生产量的损失为：

$$\begin{aligned} Q_{O_2} &= 3.67 \times Q_{PP} \times S \times N \times 10^{-3} \\ &= 3.67 \times 200 \times 0.247 \times 113 \times 10^{-3} \\ &= 20.5 \text{ (t)} \end{aligned}$$

二氧化碳吸收价值用碳税法计算，瑞典的碳税率在国际上被普遍认可，这里采用这一税率，即 150 美元/t(C)，约合人民币 1000 元/t(C)，因此，本工程造成的气候调节损失为 2.05 万元。

- 海洋文化服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋文化服务评估内容主要考虑休闲娱乐、科研服务。休闲娱乐服务评估主要考虑评估海域以自然海洋景观为主体的海洋旅游景区；休闲娱乐的物质质量采用海洋旅游景区的年旅游人数评估，若旅游人数很少可不进行该项评估。科研服务的物质质量宜采用公开发表的以评估海域为调查研究区域或实验场所的海洋类科技论文数量进行评估。

关于休闲娱乐服务，本工程所处海域非旅游区，无大量人员来此观光旅游，且本工程为调整井，不影响海上观光旅游，因此本工程对休闲娱乐服务无影响。

关于科研服务，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地，且本工程为调整井，不影响海上观光旅游，因此本工程对科研服务无影响。

- 海洋支持服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋支持服务评估内容主要考虑物种多样性维持、生态系统多样性维持。

根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的生物多样性维持价值为 $8686 \text{ 元}/(hm^2 \cdot a)$ ，本工程钻井泥浆为间断性排放，持续时间较短；钻屑超一类包络面积 $0.247km^2$ ($24.7hm^2$)，钻屑排放累计时长约为 113d，超一类范围内生态系统多样性可能会受到一定的影响，但不会全部丧失，这里取生物多样性维持价

值损失 50%，估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失约为：

$$24.7 \times (113/365) \times 8686 \times 10^{-4} \times 50\% = 3.3 \text{ (万元)}$$

综上所述计算结果，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 6.06 万元。

表 6-15 海洋生态服务功能损失评估

损失类别	海洋供给服务价值损失	海洋调节服务价值损失	海洋文化服务价值损失	海洋文化服务价值损失	合计
损失价值(万元)	0.66	2.1	0	3.3	6.06

综合以上评估结果，海洋生物资源损失和生态服务功能损失总计 184.75 万元。

6.2 生产阶段环境影响分析

在生产阶段，本调整井项目的主要污染物是生产水；平台工作人员产生的生活污水、生活垃圾；供应/值班船舶产生的少量船舶污染物，包括船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。

本调整井项目产生的生产水同现有油田的生产水一同在 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台上进行处理，经处理达标后部分回注地层，其余部分在 WZ12-1PUQ 平台达标排海，排海量小于批复的总量控制指标。

调整井项目涉及的有人平台生活楼定员不变，生活污水、生活垃圾产生量较少，生活垃圾和生产垃圾全部运回陆上交给有资质单位处理，生活污水通过平台上的生活污水处理装置处理达标后排放，对海域水质影响很小。

船舶污染物排放量小，且属短期行为，船舶含油污水经处理达标后排放，船舶上的生产垃圾运回陆地处理，对海洋环境不会造成明显的影响。

本调整井项目旨在弥补油田群产量下降，调整井项目投产后，WZ12-1 PUQ/PUQB 平台排水量未超出原批复排放量，因此，本调整井项目生产水排放的影响引用已批复的《涠洲 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 WZ11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》(2010 年) 预测结果。

6.2.1 生产水排放对海水水质的影响

根据《涠洲 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》中对 WZ12-1 PUQ 平台生产水排放的预测结果，预测源强按生产水排放量最大值 7500m³/d，排放浓度 20mg/L 计算。无论何种情况，浓度扩散范围都相对较小，超标水域基本在离排放点 500m 的水域内。超一类水质的水域离排放点的最远距离约 0.5km，影响的最大面积约为 0.15km²。

本调整井项目投产后，WZ12-1 PUQ 平台排放的生产水量最大为 7109m³/d (259.5×10⁴m³/a)，含油浓度低于 20mg/L，最大排放量及排放浓度均未超过《涠洲 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》中生产水的预测源强。因此，本调整井投产后，生产水排放对周围海水水质产生的影响范围、面积和超一类水质最远距离均不会超过《涠洲 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》的预测结果。

6.2.2 生产水排放对生物生态和海洋生物资源的影响

根据预测结果，WZ12-1 PUQ 平台生产水排放造成的超一类水质的水域面积不超过 0.15km²，最大影响距离为 0.5km。生产水的影响范围较小，对混合区以外的浮游动物不会产生明显的毒性作用，对其生长繁殖产生的抑制作用较小。由于成龄鱼类对高浓度的含油水体具有回避能力，因此油田生产运营期间的排污对其不会造成明显的危害，也尚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。

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

本调整井项目陆续投产后，WZ12-1 PUQ 平台生产水最大排放量未超过原报告书中生产水的预测源强，因此对周围海域生物生态和渔业资源的影响不会加重，生产水造成的渔业资源损失已在原报告书中进行了评估，对周围环境的影响以及造成的渔业损失等内容，生产修复和补偿方案以及相应费用已在原项目建设中做统一考虑。

6.3 环境风险分析

6.3.1 风险识别

涠洲油田群调整井项目在钻完井和生产阶段有可能导致油气泄漏的事故包括井喷、平台火灾和爆炸，以及作业船舶的燃料油泄漏等。对于断裂系统特别复杂的油田，由于不恰当的注入，可能导致在调整井钻完井作业中发生井涌等工程风险，或可能导致地层压漏，并由此引起油气泄漏事故发生。

6.3.1.1 井喷

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

6.3.1.2 火灾和爆炸

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

生产阶段，各平台上进行油气的输送、储存或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏。当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。

6.3.1.3 海底管道泄漏和立管泄漏

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

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

6.3.1.4 地质性溢油

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

6.3.1.5 船舶碰撞

平台附近主要有供应船等，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与平台设施发生碰撞。

6.3.2 风险概率

本节结合本调整井项目特点，对开发生产过程中可能导致较严重油气泄漏的事故概率进行定量分析。

6.3.2.1 井喷

通常井喷的概率是很低的。我国自 1966 年至 2003 年底先后在渤海、东海、南海东部和南海西部海区已经打勘探井、评价井和生产井约 2044 多口，共发生过 4 次井喷（勘探井和评价井占 90%），井喷事故概率约为 1.96×10^{-3} 次/口，生产井的井喷事故概率比其低一个数量级为 1.96×10^{-4} 次/口。本项目共钻 24 口油井，由此估算本项目井喷事故概率约为（ $1.96 \times 10^{-4} \sim 9.80 \times 10^{-4}$ ）次/年，详见表 6-16。

表 6-16 各平台井喷事故概率

平台	调整油井数（口）	井喷事故概率（次/年）
WZ6-9/10 WHPA	3	5.88×10^{-4}
WZ6-13 WHPA	1	1.96×10^{-4}
WZ6-1 WHPA	1	1.96×10^{-4}
WZ12-1W WHPA	2	3.92×10^{-4}
WZ12-2 WHPA	2	3.92×10^{-4}
WZ12-2 WHPB	4	7.84×10^{-3}
WZ11-4N WHPA	5	9.80×10^{-4}
WZ11-2 WHPA	1	1.96×10^{-4}
WZ11-1N WHPA	3	5.88×10^{-4}
WZ6-12 WHPA	2	3.92×10^{-4}

6.3.2.2 平台火灾事故

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

油气传输区 3×10^{-4} 次/年

油气处理区 4×10^{-3} 次/年

储油区 2×10^{-3} 次/年

由此估算，本调整井作业共涉及 10 个井口平台，井口平台火灾事故概率约为 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，因此火灾引起的井口平台发生溢油事故概率小于 3×10^{-5} 次/a。由于涠洲油田群配备有充分的消防设备，平台失火事故可得到有效控制，因此火灾事故失控导致大规模溢油事故是极少发生的。

6.3.2.3 燃料油泄漏

平台附近主要有供应船/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《风险评估数据目录》，船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 6-17。

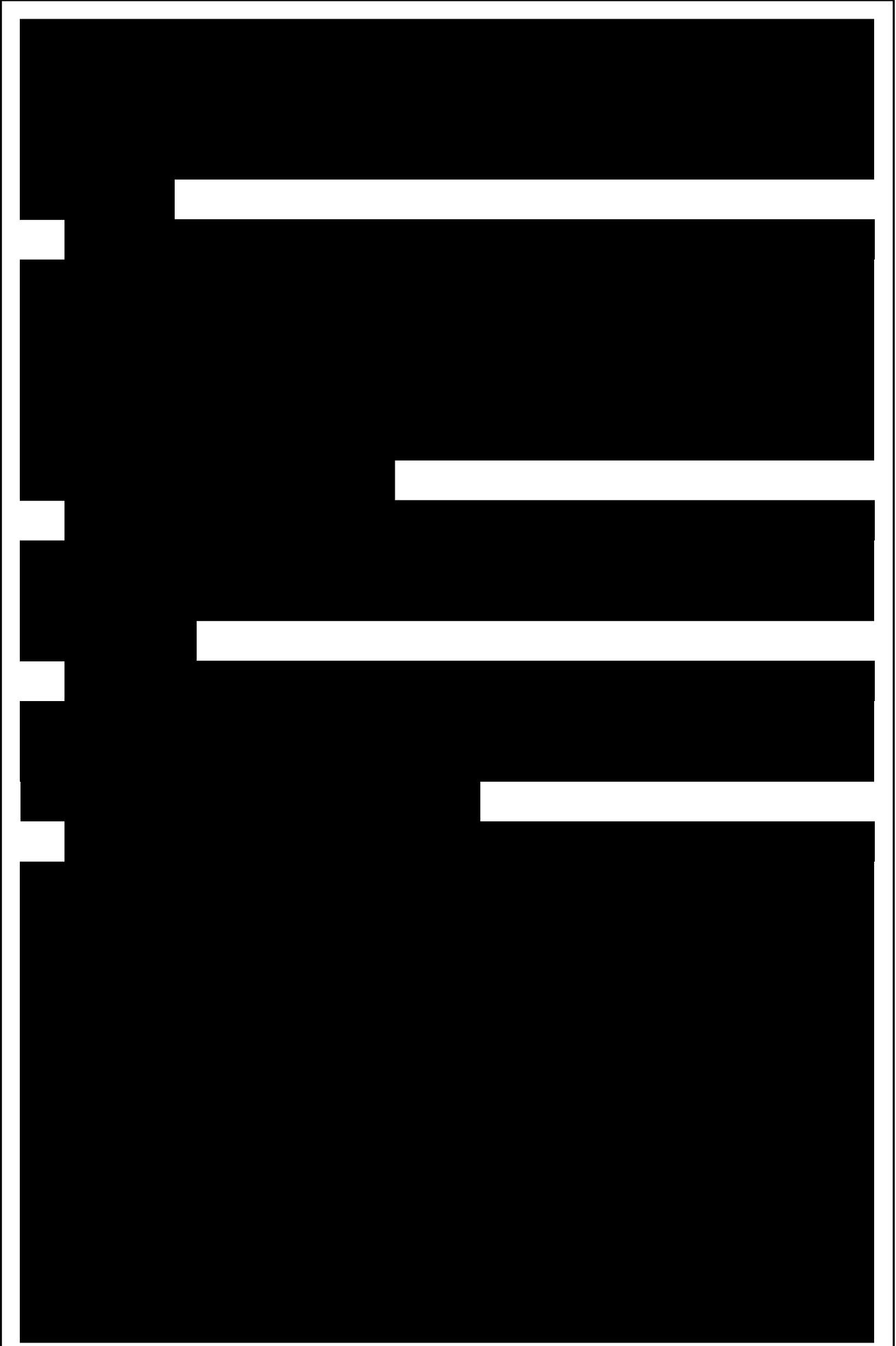
表 6-17 船舶碰撞概率

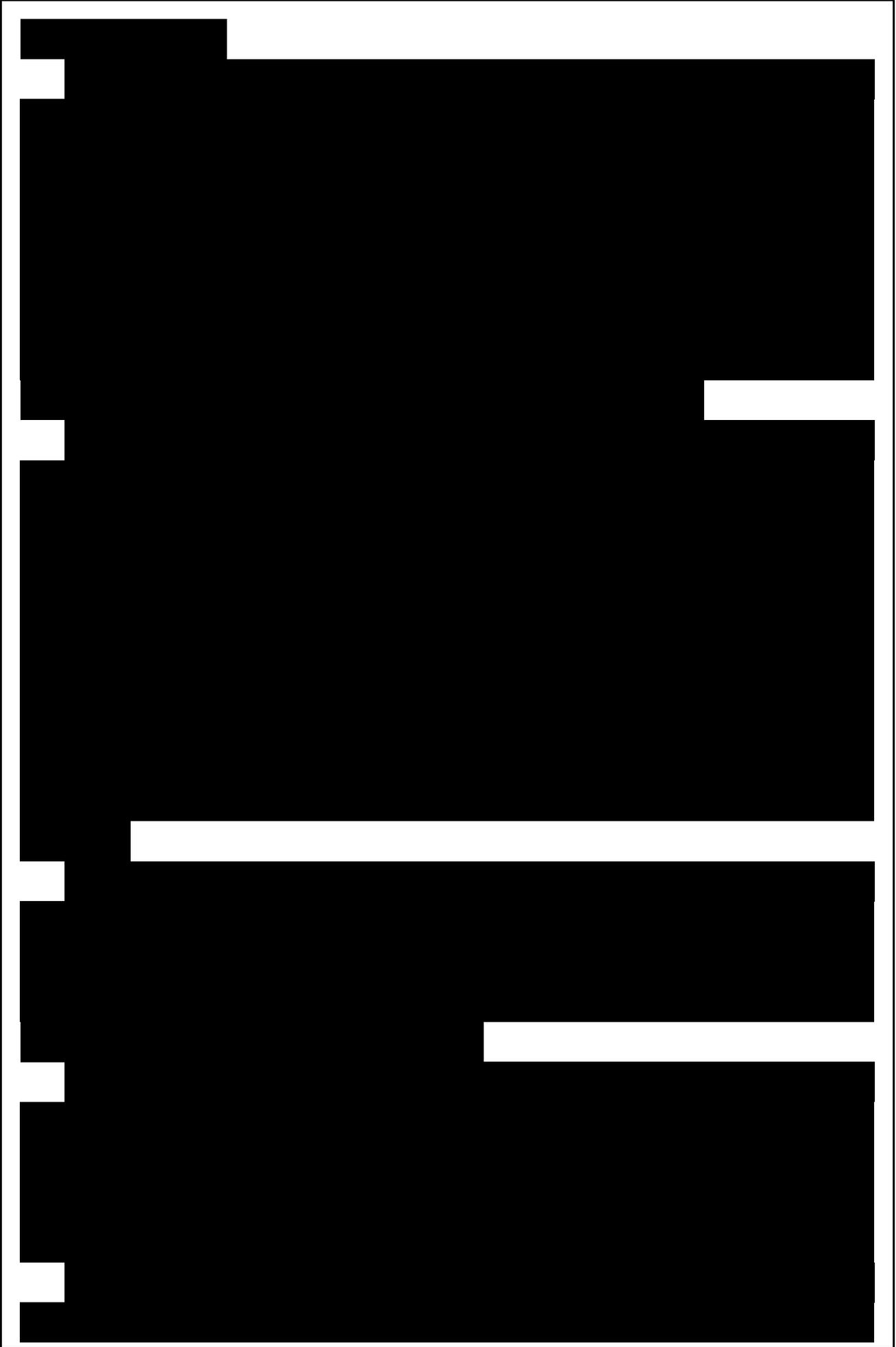
船舶类型	碰撞频率 (次/装置·年)	亚洲地区分配系数	严重、重大损伤	合计
本油田船舶	8.8×10^{-4}	0.17	26%	3.9×10^{-5}
航船	2.5×10^{-4}	0.17	26%	1.1×10^{-5}

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

6.3.2.4 地质性溢油风险分析







[REDACTED]

[Redacted text block]

(6) 地质性溢油分析结论

通过以上分析，认为本项目包括的 10 个油田 31 口调整井实施及开发过程中，发生地质性溢油风险概率很低。

6.3.3 最大可信事故

由以上的分析/论述可知，本工程建设和生产阶段的主要溢油事故来自井喷、海上设施起火爆炸、船舶碰撞、海管、地质性油气泄漏等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。

当发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计；当井口平台/综合平台发生起火爆炸事故时，在采取消防措施的同时，将视事故发生的位置和严重程度，采取相应级别的应急关断，一般不会导致大量原油入海。在消防和应急关断措施均失效的极端情况下，导致大量井流将流入海洋。此外，由于施工阶段的作业期很短，因此，施工期发生船舶碰撞的可能性小，且溢油量小。

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

6.3.4 溢油影响分析

通过风险识别，确定本项目最大可信事故确定为海底管线溢油事故，假定 WZ12-1 PAP 平台至溇洲终端输油管道约 32.5km 的 16"海底管道在 WZ12-1 PAP 平台附近为溢油点。本调整井项目依托 WZ12-1 PAP 平台至溇洲终端输油管道，因此，这里引用已批复的《溇洲 12-1 油田至溇洲终端海底输油管道环境影响报告书》中的溢油影响分析。

6.3.4.1 油膜轨迹预测

在环境动力模型提供的环境动力参数的基础上，采用欧拉--拉格朗日追踪方法，进行油膜中心轨迹的预测。油膜中心漂移速度，取决于海面风速与表层流，是空间和时间的函数，其值用油膜中心点所在网格点上的速度内插而得。空间每个网格节点上的 x、y 方向上的速度在某时刻为：

$$\begin{cases} V_x = V_{rx} + \alpha V_{wind} \sin(180 + \theta_0 + \theta) \\ V_y = V_{ry} + \alpha V_{wind} \cos(180 + \theta_0 + \theta) \end{cases}$$

其中 V_{rx} 、 V_{ry} 为网格点上表层流速的 x、y 方向分量，皆由环境动力学模型求出； V_{wind} 网格点上的风速， α 为风因子，计算时取 0.03； θ_0 为风向， θ 为油粒子受风影响的漂移偏角， θ 的取值与风速的大小有关，公式为：

$$\theta = \begin{cases} 40 - 8\sqrt{V_{wind}} & 0 \leq V_{wind} \leq 25m/s \\ 0 & V_{wind} \geq 25m/s \end{cases}$$

油粒子漂移轨迹计算公式为：

$$\bar{S} = \bar{S}_0 + \int_t^{t+\Delta t} V_l(x(t), y(t), t) dt$$

其中： S_0 为初始时刻， S 为油膜中心点所在位置， $V_l(x(t), y(t), t)$ 为拉格朗日追踪速度

$$V_l = \sqrt{V_x^2 + V_y^2}$$

由于空间和时间不同，流况不同，有时风速、风向也不同，所以在不同地点、不同时刻发生溢油后所追踪到的油膜中心运移轨迹就不同。

6.3.4.2 油膜扩展输移预测

剪流和湍流引起的扩散过程属于随机运动，可用随机走动法实现模拟。由于每个粒子的随机运动而导致整个粒子云团在水体中的扩散过程。对于水体表面随机扩散过程可用下式描述

$$ra' = R (6k\alpha\Delta t)^{1/2}$$

其中： ra' 为 $\alpha=(x,y,z)$ 方向上的湍动扩散距离； R 为 $[-1, 1]$ 间均匀分布随机数。 $k\alpha$ 为 α 方向上的湍流扩散系数， Δt 为时间步长。

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第*i*个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

$$x_i = u_i\Delta t + r_x'$$

$$y_i = v_i\Delta t + r_y'$$

其中： r_x' 、 r_y' 为在 x 、 y 方向上的随机移动距离； u_i 、 v_i 为第*i*个粒子拉格朗日速度在 x 、 y 方向上的分量。

由于每个粒子代表一定的油量，根据标识粒子所在的位置和所代表的油量可计算溢油的扩展面积和油膜厚度。

6.3.4.3 油的挥发与乳化

溢油在其输移和扩展过程中，也同时经历着各种化学和生物过程，这些过程直接导致油膜的理化性质的变化，使得溢油在海上的量不断减少。

(1) 溢油的挥发

油膜挥发过程受油性质、风及油组分控制。采用 Stiver 和 Mackay 提出的一个暴露模式来计算油的挥发：

$$F_v = \ln(1 + \theta \cdot \frac{VP_a}{RT^2} \cdot BT_G \cdot \exp(B(1 - T_0/T)))T / BT_G$$

式中：

B —系数，取 10.3；

T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度；

P_a —大气压；

V —油分子体积；

R —大气常数；

θ —挥发系数，取 $2.5 \times 10^{-3} U_w^{0.78}$ ；

U_w —风速。

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 \cdot \text{API}$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 \cdot \text{API}$$

式中：

API—15.5℃时原油密度与 4℃时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

$$\text{API 度 (15.5℃)} = (141.5 / \text{相对密度}) - 131.5$$

API 度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

(2) 油膜的乳化

乳化过程受风速、波浪、油的厚度、环境温度、油风化程度等因素的影响，一般用含水率来表示乳化程度 (Mackay, 1990)。

$$\frac{dYW_i}{dt} = R_1 - R_2$$

$$R_1 = \frac{K_1}{\eta_0} (1 + U_w)^2 (YW_{\text{sat}} - YW_i)$$

$$R_2 = \frac{K_2}{A_{\text{sph}} \cdot W_{\text{Ax}} \cdot \eta_i} \cdot YW_i$$

式中：

YW_i —第 i 个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量； A_{sph} —油的沥青质量含量%；

η_0 —油的无水动力粘性系数； YW_{sat} —稳定含水量；

K_1 、 K_2 —常数，分别为 5.0×10^{-7} 和 1.2×10^{-5} ；

η_i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

$$\eta_i = \eta^{oil} \exp \frac{2.5yw_i}{1 - 0.654yw_i}$$

式中： η_i —乳化后油的运动粘性系数；

η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

6.3.4.4 溢油量及溢油方式

通过风险识别，确定本项目最大可信事故确定为海底管线溢油事故，假定 WZ12-1 PAP 平台至涠洲终端输油管道约 32.5km 的 16"海底管道在 WZ12-1 PAP 平台附近为溢油点。

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。

因此一旦发生原油泄漏事故，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、海管埋设于海底、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，m²；

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。

本项目生产的原油密度按 0.859g/cm^3 考虑。在考虑小孔泄漏的前提下，根据公式计算得出管道溢油量为 62t (72m^3)，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 。

本调整井项目依托 WZ12-1 PAP 平台至涠洲终端输油管道，因此，引用已批复的《涠洲 12-1 油田至涠洲终端海底输油管道环境影响报告书》中的溢油影响分析。该报告书假定溢油点位于本调整井项目所依托的 WZ12-1 PAP 平台至涠洲终端输油管道，溢油方式为点源连续排放，溢油源强为 100t ，溢油持续时间 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。此外含有不同组分的油膜在飘移过程中还经过蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。预测除考虑原油在海面上物理过程（平流、扩散过程）和蒸发、乳化、凝聚外，其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。工程海域风场见表 6-18、表 6-19。

表 6-18 逐月多年平均最大频率平均风场 (m/s)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风向	NE	NNE	NNE	NNE	SSE	S	SSW	SSW	NNE	NNE	NNE	NE
风速	5.5	5.7	4.7	3.9	2.7	4.7	5.4	4.7	6.3	6.6	6.1	3.9

表 6-19 八个风向年极值风速风场 (m/s)

风向	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
风速	19	16	12	19	21	15	14	21

在环境动力模型提供的环境动力参数的基础上，采用欧拉-拉格朗日追踪方法，进行油膜中心轨迹的预测。根据溢油漂移扩散的数模预测结果，发生 100t 溢油事故时，在不同风作用下，无论何时溢油，油膜经一定时间可抵达海岸登陆或溢出计算域。若溢油量少，油膜漂移时间长，则油膜可在抵岸或溢出计算域前消失，详见表 6-20 和表 6-21。图 6-14 和图 6-15 为 WZ12-1PAP 平台发生溢油后，在不同月份平均风和八个风向下年极值风情况下追踪到的油膜漂移轨迹示意图。各种情况下在 WZ12-1PAP 平台处发生溢油后油膜漂移的扩展面积、扫海面积和残留量随时间的变化值见表 6-20~表 6-24。油膜漂移的扩展面积、扫海面积和残留量除与溢油量、环境动力因素、风况、油品、温度等因素有关外，亦与溢油持续的时间有关。

表 6-20 平均风速下油膜漂移模拟结果

	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
漂移距离(km)	99.6	63.1	64.3	64.9	45.6	71.9
平均速度(km/h)	0.915	0.997	0.772	0.614	0.422	0.734
抵岸时间(h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	93.1
油膜消失时间(h)	—	—	—	—	108	—
残留量(m ³)	15.6	29.4	10.8	6.5	—	5.1
扫海面积(km ²)	387.7	222.5	283.7	338.5	347.3	308.2
溢油去向	西南边界	南边界	南边界	南边界	三娘湾	北海市
	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
漂移距离(km)	95.3	72.8	63.9	64.3	63.5	82.6
平均速度(km/h)	0.801	0.652	1.059	1.083	1.040	0.645
抵岸时间(h)	100.9	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸
油膜消失时间(h)	—	112	—	—	—	128
残留量(m ³)	0.6	—	38.9	28.7	37.2	—
扫海面积(km ²)	350.6	334.5	241.5	254.2	250.7	413.2
溢油去向	营盘	营盘	南边界	南边界	南边界	西南边界

表 6-21 极值风速下油膜漂移模拟结果 (计算时间 120h)

时间	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
	19m/s	16m/s	12m/s	19m/s	21m/s	15m/s	14m/s	21m/s
漂移距离 (km)	60.9	103.5	93.9	91.2	69.9	98.5	97.3	62.6
平均速度 (km/h)	3.328	2.661	1.913	2.961	3.051	2.221	2.045	3.441
抵岸时间 (h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	30.8	22.9	45.3	48.6	不抵岸
残留量(m ³)	63.2	40.8	35.9	44.9	52.6	33.7	32.6	63.4
扫海面积(km ²)	143.2	338.6	359.4	300.1	191.6	368.5	358.3	161.4
污染岸线长 (km)	—	—	—	1.12	1.32	0.84	0.82	—
溢油去向	南边界	西南边界	西边界	企沙镇	北海市	草潭	覃斗镇	南边界

表 6-22 月平均风下的扩展面积和扫海面积 (km²) 及残留量 (m³)

时间 (h)	1 月			2 月			3 月			4 月		
	扩展面积	扫海面积	残留量									
5	3.26	7.98	91.98	3.30	7.95	90.27	3.23	8.33	88.41	3.19	8.75	90.79
10	3.90	24.29	82.47	3.93	25.56	79.70	3.98	25.72	78.31	3.96	24.09	81.08
15	4.67	58.09	75.34	4.61	63.32	73.86	4.64	58.87	69.80	4.63	61.31	74.55
20	4.97	96.84	68.91	4.93	93.16	66.93	4.96	85.17	62.67	4.90	74.88	67.52
30	5.62	133.43	56.53	5.58	116.87	53.86	5.60	118.44	50.09	5.56	111.49	54.55

50	5.15	191.08	44.55	5.18	170.11	36.43	5.32	158.19	27.52	5.24	140.31	40.00
70	3.95	276.47	31.88				3.81	247.23	17.02	3.82	223.74	26.43
100	2.30	368.32	19.20							2.22	315.18	10.09
120												
时间 (h)	5月			6月			7月			8月		
	扩展面积	扫海面积	残留量									
5	3.15	13.75	88.01	3.18	15.45	86.83	3.29	17.09	86.13	3.16	16.72	88.21
10	3.95	20.45	77.02	3.95	21.13	74.45	4.02	30.55	74.05	4.01	27.69	78.01
15	4.60	43.40	67.42	4.58	34.50	65.74	4.57	39.47	64.05	4.68	39.94	68.81
20	4.90	75.70	60.00	4.98	67.34	56.83	5.05	61.97	54.85	5.04	61.60	61.08
30	5.59	110.90	48.21	5.57	129.33	45.24	5.53	127.49	41.68	5.50	115.20	49.20
50	5.33	184.99	24.85	5.16	200.47	22.17	5.10	192.97	17.62	5.21	175.31	26.13
70	4.26	254.76	14.15	4.25	278.33	10.00	4.22	269.39	6.83	4.34	248.34	15.04
100	2.37	323.70	5.74				2.32	348.46	1.48	2.42	316.25	5.94
120												

表 6-23 月平均风下的扩展面积和扫海面积 (km²) 及残留量 (m³)

时间 (h)	9月			10月			11月			12月		
	扩展面积	扫海面积	残留量									
5	3.25	7.13	92.47	3.34	7.15	89.40	3.21	6.40	92.17	3.05	7.61	93.89
10	3.91	25.76	83.26	3.89	23.52	80.45	3.93	21.42	82.77	3.97	26.77	83.06
15	4.73	65.21	76.43	4.69	65.86	72.37	4.68	61.74	75.64	4.66	53.25	77.42
20	5.00	110.92	69.30	5.01	115.19	65.14	5.02	109.07	67.92	5.09	97.97	69.60
30	5.54	147.62	57.62	5.53	155.60	52.57	5.55	150.89	56.73	5.58	144.92	58.51
50	5.31	195.77	45.15	5.3	203.85	33.76	5.28	200.61	43.76	5.27	195.41	46.43
70										3.72	287.55	33.36
100										2.13	352.84	20.99
120										2.10	402.99	8.12

表 6-24 极值风下的扩展面积和扫海面积 (km²) 及残留量 (m³)

时间 (h)	N 19m/s			NE 16m/s			E 12m/s			SE 19m/s		
	扩展面积	扫海面积	残留量	扩展面积	扫海面积	残留量	扩展面积	扫海面积	残留量	扩展面积	扫海面积	残留量
2	1.93	2.39	96.37	1.95	2.56	96.81	1.93	2.40	97.04	1.97	2.38	96.35
4	7.16	8.29	92.74	7.17	7.47	92.89	7.14	7.75	93.17	7.18	8.45	92.63
6	11.60	16.68	88.02	11.74	15.06	88.60	10.57	13.97	89.42	11.90	17.63	87.70
8	10.10	40.38	82.25	11.47	38.46	83.43	11.51	35.23	85.79	11.52	38.65	82.25
10	12.55	59.44	74.92	12.66	56.32	76.41	12.75	51.16	79.65	10.71	56.07	76.14
15	13.11	114.24	67.82	11.04	107.36	69.63	12.85	103.11	73.06	13.31	104.47	69.62

20				12.86	145.11	60.80	11.89	133.71	62.58	12.47	152.04	59.81
25				12.14	196.38	53.74	11.11	186.85	57.71	10.45	215.33	53.29
30				12.53	282.83	45.37	10.32	270.13	48.81	12.65	286.63	45.67
40							7.69	333.08	42.13			
时间 (h)	S 21m/s			SW 15m/s			W 14m/s			NW 21m/s		
	扩展面积	扫海面积	残留量	扩展面积	扫海面积	残留量	扩展面积	扫海面积	残留量	扩展面积	扫海面积	残留量
2	1.97	2.56	96.0	1.95	2.55	96.9	1.96	2.71	97.0	1.95	2.68	96.0
4	7.02	8.33	91.2	7.11	8.31	92.8	7.12	8.32	92.9	7.00	8.42	90.8
6	11.80	16.84	86.2	11.85	16.46	89.3	11.75	16.64	89.4	11.76	17.18	85.2
8	9.99	40.53	80.3	11.82	39.87	83.2	11.85	43.11	85.2	11.80	47.86	78.8
10	11.20	55.49	73.9	11.92	60.30	77.5	11.90	62.26	79.1	11.91	68.24	69.3
15	13.09	127.47	62.9	13.21	134.31	69.9	12.78	136.84	71.5	13.11	145.64	65.6
20	12.32	173.63	55.1	12.39	189.99	61.9	11.78	167.18	62.3			
25				11.22	228.85	51.2	11.03	222.89	54.9			
30				9.76	266.42	45.5	9.58	261.73	47.8			
40				7.96	341.51	38.1	7.66	333.42	40.3			

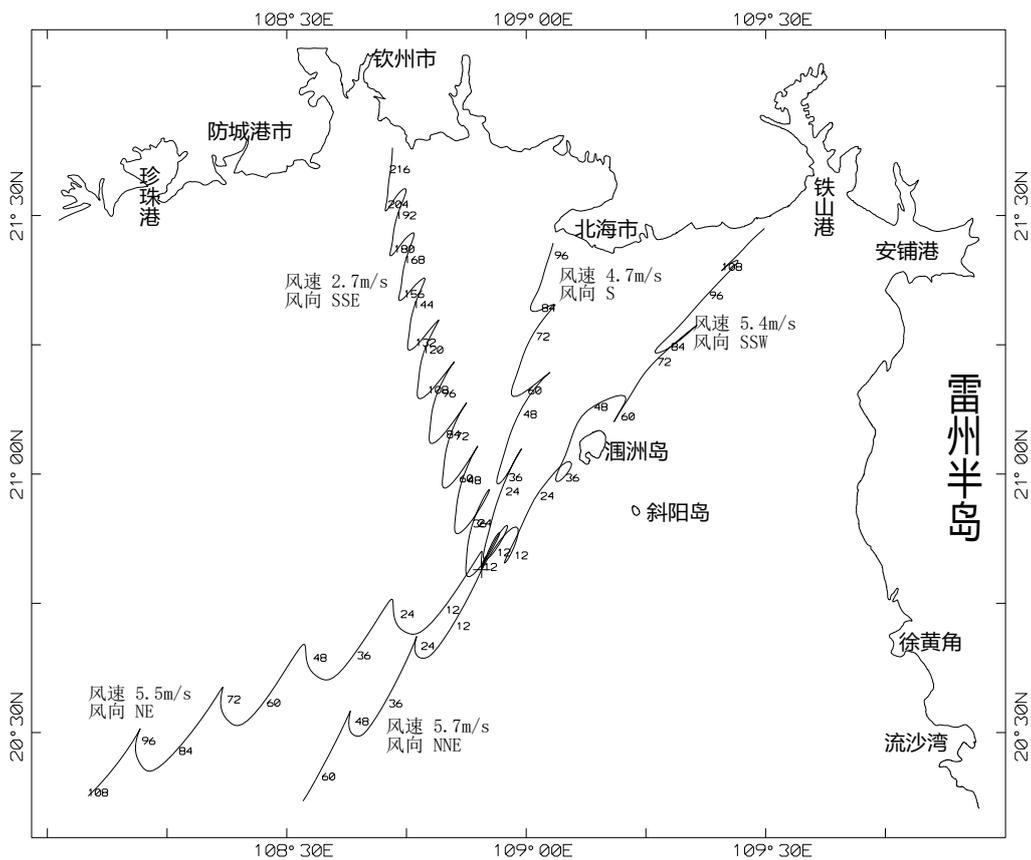


图 6-14 平均风下油膜漂移轨迹

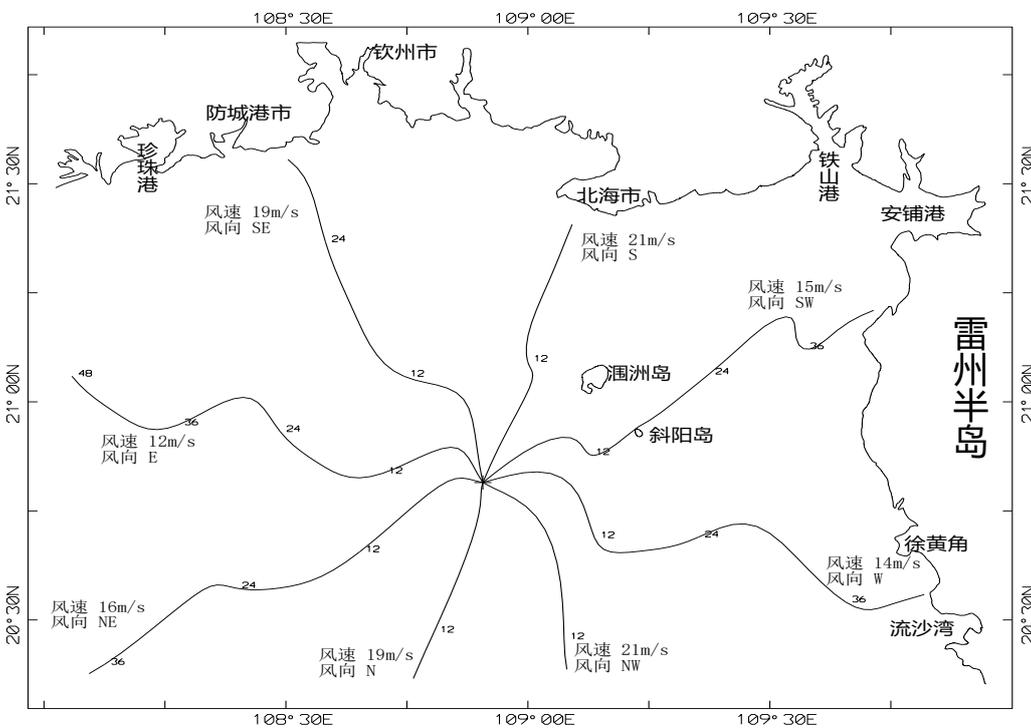


图 6-15 极值风下油膜漂移轨迹

本调整井项目位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区和多种鱼类产卵场内，故无论在何种风向下发生溢油事故，均会对上述敏感目标产生影响。根据在涠洲 12-

1 油田发生溢油后油膜漂移扩散的数模预测结果，在各种风向条件中，以极值风 S 风向下发生溢油的危害最大，到达二长棘鲷幼鱼保护区的时间约为 6.9h，极值风 SW 风向下发生溢油到达涠洲岛海洋保护区的最短时间约 11.7h。因此，项目建设单位应制定严密的溢油应急预案，配备足够的溢油应急设备。一旦在上述情况下发生溢油事故，应引起足够重视，随时做好应急反应的准备。

表 6-25 溢油抵达主要敏感目标时间

类型	敏感目标名称	风速 (m/s)	风向	抵达时间(h)
海洋保护区	涠洲岛海洋保护区	15	SW	11.7
	斜阳岛海洋保护区	15	SW	14.4
生态红线区	涠洲岛珊瑚礁保护区限制红线区	15	SW	11.7
	涠洲岛重要砂质岸线和沙源保护海域限制红线区	15	SW	12.2
	涠洲岛自然景观与文化历史遗迹限制红线区	15	SW	13.1
	涠洲岛重要滨海旅游区限制红线区	15	SW	12.2
渔业资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区	/	/	/
	二长棘鲷幼鱼保护区	21	S	6.9
产卵场	北部湾二长棘鲷产卵场	/	/	/
	北部湾蓝圆鲹产卵场	/	/	/
	北部湾绯鲤类产卵场	/	/	/
	北部湾金线鱼产卵场	16	NE	7.5
	北部湾长尾大眼鲷产卵场	12	E	7.3
	北部湾短尾鳍大眼鲷产卵场	16	NE	50.0
	北部湾红笛鲷产卵场	16	NE	21.4

7 环境保护对策措施

7.1 清洁生产措施分析

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

在生产阶段，涠洲油田群的生产物流处理均将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的油气水分离及生产水处理技术和设备均为在国内外较为先进和成熟的技术和设备，并在南海多个油田开发过程中已有成功的应用。调整井各平台设有开式和闭式排放系统，用于收集设备及作业区甲板冲洗水、初期雨水以及带压装置可能渗漏的液体或其他生产水，并经收集后打回生产流程，由此可避免污染物的排放，达到清洁生产的目的。本调整井项目投产后，生产水经生产水处理系统处理，从生产水中回收的原油打回生产流程，使之转化为产品，使之最大限度的资源化。

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

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

综合评价本调整井项目清洁生产水平，达到或优于国内清洁生产先进水平，绝大多数达到国际先进水平。

7.2 排放总量控制指标

本调整井项目投产后，WZ12-1PUQ 平台生产水的最大日排放量为 $7109\text{m}^3/\text{d}$ （最大年排放量： $259.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ），未超过该平台批复的生产水排放总量（日排放量 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，年排放量 $275 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类 $55\text{t}/\text{a}$ ），因此，本调整井项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排放总量建议维持原批复总量不变。

7.3 污染防治对策措施

7.3.1 建设阶段

本项目建设阶段产生的污染物为钻井液、钻屑和船舶污染物（船舶含油污水、生活污水和船舶垃圾）。

水基钻井液和水基钻井液钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420-2009）的同时，按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求实施作业。油基钻井液全部运回陆地交给有资质的单位处置，油基钻井液钻屑处理合格后排放，处理不合格的运回陆地交给有资质的单位处置。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《73/78 防污公约》、《国内航行海船法定检验技术规则》（2011）及其修改单、《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发[2018]168号）的相关要求，船舶含油污水经船舶上配备的处理装置处理达标后（石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ ）排海；船舶生活污水通过设置在船舶上的生活污水处理装置处理达标后排海；船舶生活垃圾的食品废弃物在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎至直径不大于25mm后排放，在距最近陆地12海里以外的海域可排放，食品包装物等运回陆地处理；船舶生产垃圾全部送回岸上交给有资质单位处理；自2019年1月1日起，海船进入排放控制区，应使用硫含量不大于0.5% m/m 的船用燃油。

7.3.2 生产阶段

本项目生产阶段产生的主要污染物为生产水、生活污水、生产垃圾、生活垃圾以及船舶污染物（船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和船舶垃圾）。

生产阶段产生的生产水经WZ12-1 PUQ/PUQB平台生产水处理设施处理达标后部分回注地层，其他部分在WZ12-1PUQ平台处理达标后排海。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《73/78 防污公约》、《国内航行海船法定检验技术规则》（2011）及其修改单、《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发[2018]168号）的相关要求，船舶含油污水经船舶上配备的处理装置处理达标后（石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ ）排海；船舶生活污水通过设置在船舶上的生活污水处理装置处理达标后排海；船舶生活垃圾的食品废弃物在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎至直径不大于25mm后排放，在距最近陆地12海里以外的海域可排放，食品包装物等运回陆地处理；船舶生产垃圾全部送回岸上交给有资质单位处理；自2019年1月1日起，海船进入排放控制区，应使用硫含量不大于0.5% m/m 的船用燃油。

本调整井项目各有人井口平台设有生活污水处理装置，处理来自生活楼的生活污水。外排生活污水满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求，排

海的生活污水 COD \leq 300mg/L；生活垃圾和生产垃圾全部送回岸上交给有资质单位处理。

7.4 生态保护对策措施

本调整井项目在建设阶段和生产阶段，不可避免的对海洋生态环境造成一定的影响，为使石油开发与海洋生态环境协调发展，建设单位应采取有效措施，尽可能地降低对海洋生态环境的影响，因此，建议建设单位在调整井开发过程中采取如下措施：

(1) 在钻完井过程中，提高钻井液循环使用率，通过延长钻井液使用寿命，减少钻井液的使用量和排放量，确保所排放的钻井液和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 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。

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

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

7.5 溢油防范与应急措施

7.5.1 溢油事故防范措施

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

7.5.1.1 钻完井期间井眼碰撞防范与应急措施

(1) 防范措施

- 优化井眼轨迹，用防碰软件进行详细的防碰分析；
- 如果防碰风险邻井套管环空有带压，或有连续的油气流通道，作业前须通过关放气阀，或其它措施从防碰段以下切断通道，并放套压至零，必要时关停；
- 有碰撞危险的井段必须使用牙轮钻头；
- 碰撞风险井段加密测点进行轨迹监控；
- 侧钻调整井实施中通过合适的水泥浆附加量及水泥浆体系，保障套管外水泥返高及封固质量，防止环空窜漏；
- 完井管柱中设计有注水封隔器、安全阀等，保障注水管柱的安全有效；
- 加强人员管理，确保岗位职责落实。

(2) 应急措施

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

7.5.1.2 井喷事故防范措施

为防止钻、完井阶段火灾和井喷事故的发生，采取如下措施：

- 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作业计划；
- 配备安全有效的防喷设备井控设备，储备足够的压井材料；
- 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；
- 选用满足《海上钻井防喷器系统配置要求》的水上防喷器组。

7.5.1.3 生产区容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

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

- 精心考虑各部分的合理布放，对危险区采用防火、防爆设别，并采取有效的隔离措施来降低危险程度；
- 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；
- 注意机械磨损及进行合理的润滑维护措施；
- 严格实施作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；

- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警；
- 严格执行设备完整性管理体系，包括生产设施的巡检制度、设备的预防性维修、管线和结构的腐蚀检测等；
- 安全环保有关的仪器仪表，（压力表、温度表和关断阀等）油田按照相关法律法规进行标定或试验。

7.5.1.4 海底管道/立管泄漏风险防范措施

- 作业者制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性；
- 海底管道的检查方法和频次：定期对整条海管外部状况和海床进行检查；用腐蚀挂片和腐蚀监测探针在线监测内腐蚀状况；
- 定期船舶巡线检查，日常压力检查，目视检查等；
- 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统；
- 定期对管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管线的影响。

7.5.1.5 船舶碰撞风险防范措施

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

7.5.1.6 燃料油泄漏风险防范措施

- 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。

7.5.1.7 地质性溢油风险防范措施

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。

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

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

本调整井项目拟采用半潜式钻井平台钻完井，平台配备井控设备能力较强，能够有效保证本调整井项目的需求。

生产管柱中均下有井下安全阀与封隔器，可以有效地实现地层与地面的隔离，保障在发生事故时井筒的安全，防止发生溢油事故。

7.5.2 溢油事故应急措施

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》和《海洋石油勘探开发溢油应急计划编报和审批程序》，建设单位编制完成了《北部湾涠洲油田群溢油应急计划》，并报主管部门进行了备案，本调整井项目应按照已经备案的溢油应急计划做好溢油应急准备和响应。

7.5.2.1 溢油事故等级划分

根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案(2015年)》，将溢油事故分为四级：

- 特别重大溢油事故，是指溢油 1000t 以上的海洋石油勘探开发溢油事故；
- 重大溢油事故，是指溢油 500t 至 1000t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；
- 较大溢油事故，是指溢油 100t 至 500t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；
- 一般溢油事故，是指溢油 0.1t 至 100t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

7.5.2.2 油田自身溢油应急能力

当海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油应急预案中的设备动员流程图，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。

(1) 涠洲油田群溢油应急设备

本调整井项目依托涠洲油田群现有的溢油应急资源，无需新增溢油应急设备。涠洲终端及各油田配备的溢油应急资源见表 7-1~表 7-7。

表 7-1 涇州终端溢油应急设备

序号	名称	规格型号	数量	单位	存放地点
1	溢油分散剂	富肯 2 号 200 升/桶	50	桶	厂区四平台料棚
2	溢油分散剂	富肯 2 号 20kg/桶	100	桶	厂区四平台环保库房
3	吸附材料	羊毛型	2	t	厂区四平台环保库房
4	圆形吸油拖栏	XTL-Y220	500	m	码头溢油中心库房
5	充气式围油栏 (含卷绕辊)	HRA1500	400	m	码头溢油中心库房
6	充气式围油栏 (含卷绕辊)	HRA2000	600	m	码头溢油中心库房
7	固体浮子式围油 栏	HPFZ/900/25	1000	m	码头溢油中心库房
8	沙滩围油栏	WQV600T	400	m	厂区四平台环保库房
9	防火型围油栏	WGT-900	400	m	厂区四平台环保库房
10	动力站	LPP30	1	套	码头溢油中心库房
11	动力站	HPP50	1	套	码头溢油中心库房
12	动力站	HDPP50A	2	套	码头溢油中心库房
13	动力站	HPP50G	1	套	码头溢油中心库房
14	真空撇油器	ZK30	1	套	码头溢油中心库房
15	高压清洗机	HDS1000DE	3	台	码头溢油中心库房
16	多功能撇油器	多功能	1	套	码头溢油中心库房
17	液压驱动槽式轮 鼓收油机	MAGNUM200	1	套	码头溢油中心库房
18	多功能收油机	HAF12	1	套	码头溢油中心库房
19	浮式收油机	HBSH30	1	套	码头溢油中心库房
20	消油剂喷洒装置	PS80	2	套	码头溢油中心库房
21	船用喷洒	HDSK40	2	套	码头溢油中心库房
22	空中喷洒	VIKOMA	1	套	厂区四平台环保库房
23	卸载泵	DOP250	1	台	码头溢油中心库房
24	储油囊	FN5	2	套	码头溢油中心库房
25	便携式储油罐	QG5	2	套	码头溢油中心库房
26	液压充气机		2	套	码头溢油中心库房
27	集装箱		9	套	码头溢油中心库房
28	托盘		2	套	码头溢油中心库房
29	金属储油罐	7 方	10	套	厂区四平台环保库房
30	柴油驱动充气机	HIS1000	1	套	码头溢油中心库房
31	液压驱动充气机	HIS300	1	套	码头溢油中心库房
32	应急发电机	KDE6500E	1	套	码头溢油中心库房
33	捞油抄网		50	个	厂区四平台环保库房
34	捞油钩		50	个	厂区四平台环保库房

表 7-2 WZ-PUQB 等平台溢油应急物资

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯 2 号	2 桶 (400L)	PUQB 平台 33m 甲板过道
2	吸油毡	龙善牌	21kg*6 箱	PUQB 平台 33m 甲板过道
3	木糠	无	20kg*6 袋	PUQB 平台 33m 甲板过道
4	抹布	无	50kg*4 袋	PUQB 平台 33m 甲板过道
5	溢油分散剂喷洒装置	PS-40	1 台	PUQB 平台 33m 甲板过道
6	溢油分散剂	富肯 2 号	2*200kg	6-13 平台下层甲板
7	吸油毡	龙善牌	21kg*2 箱	6-13 平台下层甲板
8	木糠	无	50kg*2 袋	6-13 平台下层甲板
9	抹布	无	50kg*2 袋	6-13 平台下层甲板
10	溢油分散剂喷洒装置	PS-40	1 台	6-13 平台下层甲板
11	溢油分散剂	富肯 2 号	2 桶 (400L)	6-12 中层甲板船艙
12	吸油毡	龙善牌	21kg*2 箱	6-12 中层甲板船艙
13	木糠	无	20kg*2 袋	6-12 中层甲板船艙
14	抹布	无	50kg*2 袋	6-12 中层甲板船艙
15	溢油分散剂	富肯 2 号	2 桶 (400L)	12-8W 中层甲板船艙
16	吸油毡	龙善牌	21kg*2 箱	12-8W 中层甲板船艙
17	木糠	无	20kg*2 袋	12-8W 中层甲板船艙
18	抹布	无	50kg*2 袋	12-8W 中层甲板船艙

表 7-3 涠洲 11-1 油田溢油应急物资

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	常规型溢油分散剂	富肯-2 号	4 桶* (200L)	WZ11-1N 平台中层柴油罐旁
2	吸油毡	龙善牌	240kg	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
3	吸油棉	箱	1 箱	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
4	木糠	袋装	200kg	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
5	溢油喷洒装置	PSC40	1 台	WZ11-1N 平台中层柴油罐旁
6	常规型溢油分散剂	富肯-2 号	4 桶* (200L)	WZ11-1A 平台底层甲板船头
7	溢油喷洒装置	PSC40	1 台	WZ11-1A 平台中层甲板二氧化碳间
8	吸油毡	龙善牌	80kg	WZ11-1A 平台各层应急物资柜及主甲板夹层
9	木糠	袋装	150kg	WZ11-1A 平台各层应急物资柜及主甲板夹层
10	常规型溢油分散剂	富肯-2 号	2 桶* (200L)	WZ11-2A 平台底层甲板

表 7-4 涠洲 11-4NB 油田溢油应急物资

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯 2 号	2 桶	底层右舷滑油区
2	溢油分散剂喷洒装置	PSC40	1 台	中层溢油物资存放箱
3	吸油毛毡	龙善牌	21kg	
4	棉沙	无	200kg	
5	木糠	无	100kg	
6	抹布	无	100kg	
7	充气式橡胶围油栏	WQJ2000	400m	
8	围油栏动力站	PK1650C2	1 套	
9	船用喷洒装置	PSC40-WX	2 台	
10	围油栏拖头	WQJ2000-02	2 套	
11	充吸气机	FGY	1 套	
12	浮动油囊	FN10-00	2 套	
13	热水高压清洗机	BCH-1217B	1 套	
14	手提风机	EB-415	2 套	
15	转刷/转盘收油机	ZSPS20-01-WX	1 套	
16	转刷/转盘收油机动力站	ZSPS20-02C-0	1 套	

表 7-5 涠洲 11-4 油田溢油应急设备物资

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯-2	2 桶 (400L)	底层甲板热介质补充罐旁
2	吸油毡	龙善牌	250kg	W11-4A 平台底层甲板溢油物资存放柜 150kg, 中层甲板溢油物资存放柜 50kg, W11-4B 平台中层甲板 50kg
3	木糠	无	200kg	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 150kg, W11-4B 平台中层甲板 50kg
4	抹布	无	200kg	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 150kg, W11-4B 平台中层甲板 50kg
5	防爆铲	无	6 把	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 4 把, W11-4B 平台中层甲板应急柜 2 把
6	塑料桶	25L	4 个	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 2 个, W11-4B 平台中层甲板应急柜 2 个
7	溢油喷洒机	光明 psc40	1 台	W11-4A 平台底层甲板

表 7-6 涠洲 12-1 油田应急溢油物资

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	W12-1A 平台下层甲板船头
2	吸油毡	龙善牌, 800×450mm,21kg (200 张/箱)	200kg	W12-1A 平台下层甲板船头
3	干木糠/抹布		400kg	W12-1A 平台下层甲板船头
4	溢油喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1 台	W12-1A 平台下层甲板船头
5	溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	PAP 平台下层甲板天然气换热器旁
18	干木糠		200kg	W12-1B 平台中层内挂船尾溢油应急物资柜
19	抹布		200kg	W12-1B 平台中层内挂船尾溢油应急物资柜
20	吸油毡	龙善牌, 800×450mm,21kg	100kg	W12-1B 平台中层内挂船尾溢油

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
		(200张/箱)		应急物资柜
21	溢油分散剂	富肯-2号, 200L/桶 (有效期3年)	2桶	W12-1B平台中层内挂船尾溢油应急物资柜
22	溢油分散剂 喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1台	W12-1B平台中层内挂井口区过道

表 7-7 涠洲 12-2 油田应急溢油物资

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ12-2A 底层甲板
2	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ12-2B 平台底层甲板
3	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ11-2B 平台候机甲板
4	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ12-1W 平台候机甲板
5	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ12-2A 底层甲板
6	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ12-2B 平台底层甲板
7	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ11-2B 平台候机甲板
8	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ12-1W 平台候机甲板
9	木糠/抹布		200kg	WZ12-2A 底层甲板
10	木糠/抹布		100kg	WZ12-2B 平台底层甲板
11	木糠/抹布		100kg	WZ11-2B 平台候机甲板
12	木糠/抹布		100kg	WZ12-1W 平台候机甲板
13	吸油毛毡		20kg	WZ12-2A 底层甲板
14	吸油毛毡		20kg	WZ12-2B 平台底层甲板
15	吸油毛毡		20kg	WZ11-2B 平台候机甲板
16	吸油毛毡		20kg	WZ12-1W 平台候机甲板

(2) 附近溢油应急设备

除了涠洲终端及各油田配备的溢油应急资源, 附近油田包括文昌 13-1/2 油田、文昌油田群、崖城 13-1 气田等也配置了溢油应急资源, 具体配置情况见表 7-8~表 7-10。

表 7-8 文昌 13-1/2 油田溢油应急设备溢油应急设备

设备名称	型号	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏及拖头	WQJ1500	2套	FPSO 货场甲板
围油栏动力站	PK1650C	1套	FPSO 货场甲板
收油机动力站	ZSPS30-02C	1套	FPSO 货场甲板
转盘/转刷式收油机	ZSPS30	1套	FPSO 货场甲板
浮动油囊	FN10	1个	FPSO 货场甲板
围油栏清洗机	THERM875-1	1台	FPSO 货场甲板
充吸气机	FGC	1台	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
木屑		200包	FPSO 船艙区域
抹布		300kg	FPSO 船艙区域
桶、铲		60个、60把	FPSO 船艙区域
吸油毡	21kg/箱	7箱	FPSO 船艙区域
干木糠		5包	13-1 上甲板

表 7-9 文昌油田群溢油应急设备

设备名称	型号	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	600m	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
表 7-5 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	LPP300/S38	1 套	FPSO 货场甲板
木屑		200 包	油田库房
抹布		300kg	油田库房
溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	4 桶	FPSO116 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 7-10 崖城 13-1 气田溢油应急设备

	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
	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	12.5m/条	80 条	南山终端
	吸油栏	2.9m/条	250 条	南山终端
	吸油栏	3M Petreleum	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
消油剂喷洒设备	船载喷洒装置		1 套	FPSO116
	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" (30m/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

	名称	型号	数量	存放地点
撇油器及其组件	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	1 台	南山终端
	柴油机	带驱动液压泵	1 台	南山终端
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
	围油栏连接头		3 个	南山终端
	围油栏连接头插销		40 个	南山终端
	围油栏潮汐增补器		2 个	南山终端
	小推车		4 台	南山终端

(3) 环保船

环保船具有快速、灵活、高效的特点，建设单位租用的海洋石油 255 号环保船已经于 2012 年 1 月开始正式为溢油应急服务，一旦发生溢油事故，建设单位可以调动该环保船，支援、协助油田进行溢油应急处置工作。该船安装有溢油监测雷达，消油剂喷洒装置，内置式溢油回收装置，具有 200m³/h 的溢油回收能力。

(4) 直升飞机与船舶

中信海直直升飞机公司、南航珠海直升飞机公司在湛江设有飞行基地，一旦发生溢油，建设单位可动员两直升飞机基地的飞机，参与溢油应急。应急时，机组人员的动员时间不超过 1 小时，飞机到达溢油气事故现场不超过 2 小时。

建设单位在涠洲油田群正常生产时一般配置 6 艘三用工作船进行守护，租用的工作船具有救生、消防、防污染功能，均配置了溢油应急工具箱，包括棉纱、吸油毡、木屑、空桶、撮箕、拖把等工具。在公司应急中心的调配下可以尽快赶到溢油位置进行支援。

7.5.2.3 溢油事故报告程序与内容

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

在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序：

- 确保事发地人员安全；
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；
- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；
- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；

- 尽可能防止溢油入海；
- 报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

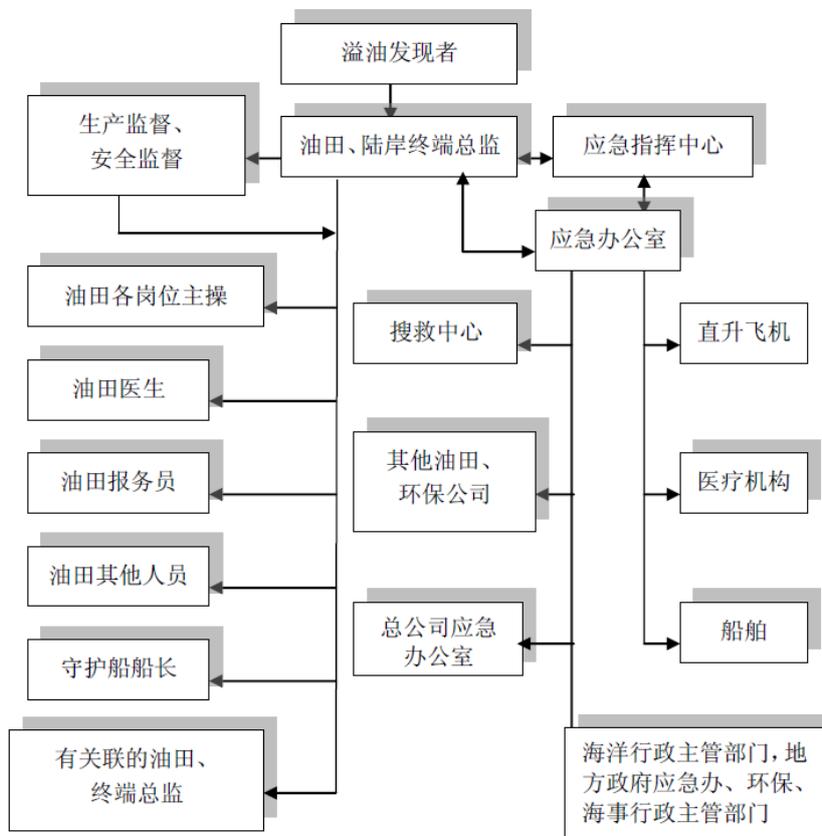


图 7-1 溢油应急报告流程

7.5.2.4 溢油应急响应

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

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

根据溢油的类型，建设单位实行溢油事故处理决策分级管理，对滴漏或可以控制的溢油，溢油量在 0.1t 以下的，启动北部湾涠洲油田群的溢油应急预案，溢油现场处置由各装置主要负责人根据公司的授权进行决策处置，现场应急机构为油气田、终端安全应急执行小组。作业现场应及时将最新情况报告应急指挥中心，取得上级的各种支持。对溢油量在 0.1t 以上，溢油现场立即报告分公司应急指挥中心，分公司应急指挥中心按分公司溢油应急计划启动应急指挥中心并直接决策处理。当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上

报，并根据相关主管部门统一指挥，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。本调整井项目的作业者将严格按照上述要求执行。

7.5.2.5 应急设备有效性分析

本调整井项目依托涠洲油田群和涠洲终端现有的溢油应急设备，具备对一般类型溢油事故应急能力。一旦发生溢油事故，涠洲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溢油应急资源进行溢油初期处理。涠洲油田群和涠洲终端的溢油应急设备数量充足，可以满足本项目在合理的时间内对一般溢油事故做出适当的反应。

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。当发生超出自身控制能力的溢油事故时，还可以通过集团公司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。区域性溢油应急资源反应时间见下表。

表 7-11 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 (海里)	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	21	1h	2h	3h	船舶
3	钦州 10 万 t 级油码头	60	2h	6h	8h	船舶
4	崖城 13-1 气田	200	2h	20h	22h	船舶
5	湛江基地	188	2h	18h	20h	船舶
6	文昌油田群	220	2h	22h	24h	船舶
7	深圳分公司	240	2h	24h	26h	船舶

综上所述，本调整井项目在生产运营期间基本可以保证在合理的时间内对一般性溢油事故做出适当的反应，对于较大以上级别的溢油事故，可以借助区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，能够满足工程在建设阶段和生产运营阶段中对溢油应急防范和处理的要求。

鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

7.6 海洋生态建设方案

7.6.1 与规划等顶层设计的符合性

通过前面相关章节对本项目与《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划》（2011-2020年）、《广西壮族自治区海洋功能区划》（2011-2020）、《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》、《广西壮族自治区海洋生态红线》、《广西壮族自治区海洋环境保护规划》（2016~2025年）”等的符合性分析结果可知：本项目项目符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划》要求，且位于《广西壮族自治区海洋功能区划》（2011-2020年）、《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》和《广西壮族自治区海洋生态红线》外，与上述规划的管理要求相协调。

7.6.2 产业政策符合性

本调整井项目为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》中“鼓励类”中第七项石油天然气中第1条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目属于“鼓励类”，符合国家产业政策。

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。满足排放标准的水基钻井液/钻屑经生态环境部同意后排放，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1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，同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求实施作业；油基钻井液全部运回陆地交由有资质的单位处理，油基钻井液钻屑处理达标后排放，处理后不达标的运回陆地交由有资质的单位处理。控制钻井液和钻屑的排放速率，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。建设阶段产生的生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位处理。

7.6.4 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，通过油田自身设备与周围其他溢油设备的联动响应，确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程油气藏地质特点制定、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 海洋生态影响及损害

本调整井项目钻井液和钻屑排放所造成的鱼卵损失量约为 10.67×10^6 粒，仔稚鱼损失量约为 19.6×10^6 尾，幼鱼损失量约为 36022 尾，幼虾损失量约为 4036 尾，幼头足类损失量约为 466 尾，成体损失量约为 128kg，底栖生物损失量约为 0.3t。调整井陆续投产后，WZ12-1 PUQ 平台生产水最大排放量未超过原报告书中生产水的预测源强，因此对周围海域生物生态和渔业资源的影响不会加重。

7.6.6 海洋生态修复

调整井项目施工作业应尽量缩短施工周期，以减少对鱼卵、仔鱼以及海洋生态环境的影响。本调整井项目涉及的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。

本工程建设对海洋生物造成了一定的影响，建设单位将与当地渔业主管部门协商，开展增殖放流等方式进行生态补偿。建议增殖放流的品种主要包括紫红笛鲷、淡色黄姑鱼、卵形鲳鲹、长毛对虾等，增殖放流时间建议安排在渔业休渔期 5 月上旬至 8 月上旬，具体增殖放流的时间由当地渔业主管部门统一安排部署。

7.6.7 跟踪监测

本调整井项目生产运营阶段跟踪监测纳入涠洲油田群现有跟踪监测计划中，监测 WZ12-1 PUQ 平台生产水中的石油类和涠洲油田群各有人平台生活污水中的 COD；监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关部门的要求执行。依托现有跟踪监测计划，对调整井项目所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测，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。

8 环境影响评价结论

8.1 产业政策符合性

本调整井项目为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》中“鼓励类”中第七项石油天然气中第1条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目属于“鼓励类”，符合国家产业政策。

8.2 相关规划/区划符合性

本调整井项目所在海域位于南海桂东海域的涠洲岛—斜阳岛海域范畴内，符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划（2011~2020年）》在该海域发展石油天然气勘探与开发的要求。本调整井项目距离《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》最近距离24km，距离《广西壮族自治区海洋功能区划（2011-2020年）》最近距离24km；距离《广西壮族自治区海洋生态红线》最近距离26km；与《广西壮族自治区海洋功能区划（2011-2020年）》、《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》、《广西壮族自治区海洋生态红线》和《广西壮族自治区海洋环境保护规划（2016~2025年）》的管理要求相协调。

8.3 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钻完井阶段，但其影响是短期的、局部的且可恢复的；投入生产运营后，涠洲油田群各平台的生产和环保设施不增加，污染物种类、排放方式和排放地点均不变。涠洲油田群调整井投产后，生活污水、生活垃圾、生产垃圾和生产水较现有工程均没有增加。WZ12-1 PUQ平台上处理达标排放的生产水，其排放量未超过已批复的总量控制指标，对海洋环境的影响不会加重。因此，在建设单位切实落实了本报告表提出的各项污染防治措施和风险防范措施后，从环境保护角度，本调整井项目建设可行。

附件

附件 1 环评工作委托书

中海石油（中国）有限公司湛江分公司

关于涠洲油田群调整井项目环评委托书

中海油研究总院有限责任公司：

中海石油（中国）有限公司湛江分公司计划实施涠洲油田群调整井项目，根据国家环境保护行政主管部门的相关要求，特委托贵公司按照国家有关法律法规、部门规章及有关标准、规范的相关要求，开展涠洲油田群调整井项目环境影响评估工作，编制涠洲油田群调整井项目（WZ6-13A1S1 等 31 口井）环境影响报告表。

特此委托。

中海石油（中国）有限公司
湛江分公司



2019 年 11 月 15 日

（联系人及电话：王信才，0759-3912769/13692438539）
