



编号：COES-010-HP-2020

番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田、番禺 11-6 油田 18 口调
整井工程

环境影响报告表

建设单位：中海石油（中国）有限公司深圳分公司

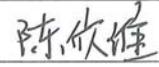
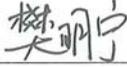
环评单位：中海石油环保服务（天津）有限公司

编制时间：2020 年 7 月

打印编号: 1593336236000

915916

编制单位和编制人员情况表

项目编号	aulacl		
建设项目名称	番禺4-2油田、番禺5-1油田、番禺11-6油田18口调整井工程		
建设项目类别	48_156海底隧道、管道、电(光) 缆工程 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) 有限公司深圳分公司		
统一社会信用代码	91440300708594625J		
法定代表人 (签章)	胡广杰		
主要负责人 (签字)	段成刚 		
直接负责的主管人员 (签字)	张晓东 		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油环保服务 (天津) 有限公司		
统一社会信用代码	91120116744009403F		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
陈欣维	201805035120000009	BH009517	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
陈欣维	海洋油气开发工程基本情况、工程概况与分析、污染与非污染损害要素分析、环境影响评价结论	BH009517	
樊明宁	环境现状分析、环境敏感区 (点) 和环境保护目标分析、环境影响预测分析与评价、环境保护对策措施	BH026650	

目 录

1	海洋油气开发工程基本情况	5
1.1	主要编制依据	5
1.2	执行标准	10
1.3	海洋油气开发工程基本情况表	16
2	工程概况与分析	17
2.1	项目由来	17
2.2	工程概况	17
2.3	工程分析	66
3	污染与非污染损害要素分析	77
3.1	施工期污染与非污染损害要素分析	77
3.2	运营期污染与非污染损害要素分析	77
3.3	环境影响因子的筛选与判别	77
4	环境现状分析	79
4.1	海洋环境概况	79
4.2	海洋环境质量现状	86
4.3	番禺 4-2/5-1 油田海域环境状况回顾性分析	129
5	环境敏感区（点）和环境保护目标分析	143
5.1	海洋环境功能区划及相关规划符合性分析	143
5.2	主要环境敏感目标分布	146
5.3	主要环境敏感目标简介	149
6	环境影响预测分析与评价	151
6.1	水文动力和地形地貌影响分析与评价	151
6.2	水质影响分析与评价	151
6.3	调整井施工期沉积物影响分析与评价	157
6.4	海洋生态影响分析与评价	158
6.5	工程对海洋生物资源损害评估及补偿	162
6.6	对环境敏感目标的影响分析与评价	172
6.7	环境事故风险分析与评价	172
7	环境保护对策措施	202
7.1	施工期环境保护对策措施	202

7.2	运营期环境保护对策措施.....	203
7.3	生态保护对策措施.....	204
7.4	清洁生产与总量控制.....	206
7.5	事故防范措施和应急方法与对策分析.....	208
7.6	海洋生态建设方案.....	228
7.7	环保投资	231
8	环境影响评价结论	233
8.1	工程概况	233
8.2	工程分析	233
8.3	产业政策相符性	233
8.4	海洋环境质量现状.....	234
8.5	环境影响分析结论.....	235
8.6	环境风险分析结论.....	235
8.7	拟建工程环境可行性.....	236
9	预审和审查意见	237
10	审批意见	238

1 海洋油气开发工程基本情况

番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田、番禺 11-6 油田，

油田所处海域水深约 97~110m。油田 2003 年投产至今，经过多年的开采，产能呈逐年递减趋势，为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司决定对该油田群进行调整。在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台布置 18 口调整井，均为生产井，其中在 PY4-2WHP 平台布置 3 口调整井，在 PY4-2DPPA 平台布置 5 口调整井，在 PY5-1WHP 平台布置 4 口调整井，在 PY5-1DPPB 平台布置 6 口调整井，18 口调整井均利用老井侧钻。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《中华人民共和国海洋环境保护法》以及《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的规定，按《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》的要求，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司委托中海石油环保服务（天津）有限公司进行番禺油田群 18 口调整井工程的环境影响评价，编制环境影响报告表，报国家环境保护行政主管部门审批。

1.1 主要编制依据

1.1.1 法律法规

- 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017.11.4 修订）
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修订）
- 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月 28 日修改）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（2016.11 修订）
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修改）
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修订）

1.1.2 管理条例、规定及实施方法

- 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983.12.29）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（2016 年修订）
- 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（原国家海洋局，2015 年 4 月）

- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院，2018年3月修订）
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（2018.3.19 修订）
- 《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020年）
- 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》（交海发〔2018〕168号）
- 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（2007.5）
- 《关于进一步加强水生生物资源保护严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2013〕86号）
- 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》（2017年3月1日修正版）
- 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境污染防治管理规定》（2017年修正）
- 《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》（国海发〔2017〕7号）
- 《水生生物增殖放流管理规定》（中华人民共和国农业部令第20号，2009年5月1日施行）
- 《农业部关于做好“十三五”水生生物增殖放流工作的指导意见》（农渔发〔2016〕11号）
- 《国家海洋局关于修改〈关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知等3份规范性文件的决定的公告》（国家海洋局，2015.11.23）
- 《产业结构调整指导目录》（2019年本）（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第29号，2020年1月1日起实施）

1.1.3 规划、功能区及保护规划

- 《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42号）
- 《全国海洋功能区划（2011-2020年）》（国家海洋局，2012.4.25）
- 《广东省海洋功能区划（2011-2020）》
- 《广东省海洋主体功能区规划》（批复文号：粤海渔〔2017〕359号）
- 《广东省海洋生态红线》（批复文号：粤海渔〔2017〕275号）

1.1.4 技术导则、规范技术导则、规范

- 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）

- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）
- 《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）
- 《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017）
- 《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003）
- 《海洋监测规范》（GB 17378.1~7-2007）
- 《海洋调查规范》（GB/T 12763.1~11-2007）

1.1.5 质量标准和污染物排放标准

- 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008，2009-5-1 实施）
- 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420.1-2009）
- 《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）
- 《海水水质标准》（GB 3097-1997）
- 《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）
- 《海洋生物质量》（GB18421-2001）
- 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
- 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）
- 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

1.1.6 工程技术资料

- 委托书（见附件 1）
- 《关于海上油气田新增调整井环保审批问题请示的复函》（海环字[2009]23 号）（见附件 2）
- 《PY4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书》（2001 年）
- 《番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书》（2006 年）
- 《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》（2010 年）
- 《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》（2012 年）
- 《番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程环境影响报告表》（2014 年）
- 《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 10 口调整井工程环境影响报告表》（2016 年）

- 《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 6 口调整井工程环境影响报告表》（2017 年）
- 《番禺 4-2 油田 WHP/DPP、番禺 5-1 油田 DPP 平台 10 口调整井工程环境影响报告表》（2018 年）
- 《关于番禺 4-2、5-1 油田开发工程环境影响报告书的批复》（国海环字[2001]353 号）（见附件 5）
- 《关于番禺 4-2、5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书核准意见的复函-1》（国海环字[2006]230 号）（见附件 6）
- 《关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2011]108 号）（见附件 7）
- 《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]273 号）（见附件 8）
- 《国家海洋局关于番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2014]363 号）（见附件 9）
- 《国家海洋局关于番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 10 口调整井工程环境影响报告表的批复》（国海环字[2016]320 号）（见附件 10）
- 《国家海洋局关于番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 6 口调整井工程环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]119 号）（见附件 11）
- 《关于番禺 4-2 油田 WHP/DPP、番禺 5-1 油田 DPP 平台 10 口调整井工程环境影响报告表的批复》（环审[2019]4 号）（见附件 12）
- 《关于番禺 4-2、5-1 油田环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2006]135 号）（见附件 13）
- 《关于番禺 4-2、5-1 油田环保设施检查的复函》（国海环字[2007]739 号）（见附件 14）
- 《关于番禺 4-2,5-1 油田生产水处理系统改造工程环保设施竣工验收的复函》（国海环字[2009]166 号）（见附件 15）
- 《国家海洋局关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2012]821 号）（见附件 16）
- 《国家海洋局关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2014]255 号）（见附件 17）
- 《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2014]387 号）（见附件 18）

- 《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2015]105 号）（见附件 19）
- 《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田 11 口调整井工程环境影响报告表的批复》（环审[2019]150 号，见附件 22）。
- 《中海石油（中国）有限公司番禺作业公司溢油应急计划》备案登记表（见附件 20）

1.2 执行标准

1.2.1 环境质量标准

拟建工程环境影响评价所采用的环境质量标准，详见表 1.2 - 1。

表 1.2 - 1 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)		根据《广东省海洋功能区划》(2011-2020年)和《广东省海洋生态红线》，确定各调查站位评价执行标准。
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)		
海洋生物质量	贝类(双壳类)	《海洋生物质量》(GB18421-2001)	
海洋生物质量	软体类(除双壳类以外)、甲壳类和鱼类(重金属)	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	软体类(除双壳类以外)、甲壳类和鱼类(石油烃)	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)	

根据《广东省海洋功能区划》(2011-2020年)和《广东省海洋生态红线》，本项目位于《广东省海洋功能区划》(2011-2020年)和《广东省海洋生态红线》划定范围之外。位于《全国海洋功能区划(2011-2020年)》中的南海北部海域，该区域是我国重要的油气资源分布区，主要功能为矿产与能源开发、渔业。

本项目位于《全国海洋功能区划(2011-2020年)》中的南海北部海域，根据“海洋功能区分类及海洋环境保护要求”，油气区的海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量应不劣于现状水平。

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，对照《广东省海洋功能区划》(2011-2020年)和《广东省海洋生态红线》中对项目临近海洋功能区的水质、沉积物和海洋生物质量管理目标要求，按《海水水质标准》(GB3097-1997)、《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002)、《海洋生物质量》(GB18421-2001)，筛选本项目各调查站位海洋环境质量标准执行情况。识别结果如下：

(1)本项目 2017 年海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋功能区划》(2011-2020 年)划定范围之外。

(2)本项目 2017 年海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋生态红线》划定范围之外。

本项目及调查站位与《广东省海洋功能区划》(2011-2020 年)的相对位置关系见图 1.2 - 1。本项目及调查站位与《广东省海洋生态红线》的相对位置关系见图 1.2 - 2。各调查站位执行海洋环境质量标准情况见表 1.2 - 2。

拟建工程环境影响评价所采用的环境质量标准，详见表 1.2 - 2。

表 1.2 - 2 环境质量执行标准

名称	位置关系	执行标准
《广东省海洋功能区划》 (2011-2020 年)	本项目海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋功能区划》(2011-2020 年)划定范围之外。	海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价，评价至符合某类标准为止
《广东省海洋生态红线》	本项目海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋生态红线》划定范围之外。	

综上所述，本项目海洋环境质量调查站位均位于功能区范围之外，海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价，评价至符合某类标准为止。



图 1.2 - 1 本项目及调查站位在《广东省海洋功能区划》(2011-2020 年) 的位置



图 1.2 - 2 本项目及调查站位在《广东省海洋生态红线》的位置

1.2.2 污染物控制及排放标准

拟建工程评价所采用的污染物排放标准，详见表 1.2-3。

表 1.2-3 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	污染因子	标准值	适用对象
船舶机舱含油污水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)		铅封，运回陆交由资质单位地处理		海上施工、生产作业船舶含油污水的排放
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	3海里<与最近陆地间距离≤12海里的海域：(1)使用设备打碎固形物和消毒后排放；(2)船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。 与最近陆地间距离>12海里的海域： 船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。			施工过程生活污水的排放
船舶食品废弃物		距陆地3海里以内(含)的海域，收集并排入接收设施；在距最近陆地3海里至12海里(含)的海域，粉碎或磨碎至直径不大于25mm后排放；在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。			船舶食品废弃物
船舶生活垃圾		收集并排入接收设施。			海上平台生活垃圾的处置
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	三级	石油类	≤45mg/L(月平均) ≤65mg/L(一次容许值)	平台含油生产水的排放
钻井液和钻屑		三级	石油类	≤8%(排放前审批) >8%不得排放入海	海上钻井完井作业过程中产生的钻井液和钻屑的排放
			Hg	≤1 mg/kg	
			Cd	≤3 mg/kg	
生活污水(含钻井船)		三级	COD	≤500 mg/L(月平均)	平台生活污水排放
		粪便经消毒和粉碎等处理			
食品废弃物	三级	颗粒直径小于25mm后排海			海上平台食品废弃物
生产及生活垃圾	三级	禁止排放或弃置入海			海上平台生产垃圾、生活垃圾的处置
含油生产水		二级	生物毒性限值	生物毒性容许值≥50000mg/L	平台含油生产水的排放

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)			生物毒性容许值 $\geq 20000\text{mg/L}$	钻井液和钻屑的排放
------------	---	--	--	---------------------------------	-----------

1.3 海洋油气开发工程基本情况表

工程名称	番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田、番禺 11-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表	建设单位	中海石油(中国)有限公司深圳分公司
法人代表(签字)		建设地点	南海番禺油田
通讯地址	深圳市南山区后海滨路(深圳湾段) 3168 号中海油大厦 A 座 22 楼 C2205	联系人	王锐
邮政编码	518000	联系电话	0755-26331535
电子信箱	wangrui8@cnooc.com.cn	传真	0755-26820304
项目设立部门	/	文号	/
项目性质	新建 <input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造 <input type="checkbox"/>	工程总投资	██████万元
其中环保投资	██████万元	所占比例	██████%
报告表编制单位	中海石油环保服务(天津)有限公司		
建设规模			
年生产废水产生量	297.7×10 ⁴ m ³	年生产废水排放量	297.7×10 ⁴ m ³
钻屑产生量	6442.95m ³	钻井液产生量	14633.8m ³
钻屑排放量	6442.95m ³	钻井液排放量	9887.78m ³ (4746.02m ³ 油基钻井液回收)
海域使用面积	0m ²	年固体废物产生量	0t
滩涂使用面积	0m ²	占用岸线长度	0m
悬浮物产生量	0m ³		
海域挖方量	0m ³	海域填方量	0m ³

2 工程概况与分析

2.1 项目由来

番禺油田群 2003 年投产至今，经过多年的开采，产能呈逐年递减趋势，为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司决定对该油田群进行综合调整。

在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台布置 18 口调整井，均为生产井，其中在 PY4-2WHP 平台布置 3 口调整井，在 PY4-2DPPA 平台布置 5 口调整井，在 PY5-1WHP 平台布置 4 口调整井，在 PY5-1DPPB 平台布置 6 口调整井，18 口调整井均利用老井侧钻。

2.2 工程概况

2.2.1 地理位置

番禺油田群包括番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田、番禺 11-6 油田，
油田所处海域水深约 97~110m。工程地理位置见图 2.2 - 1，坐标见表 2.2 - 1。

表 2.2 - 1 工程位置坐标

平台名称	平台坐标
PY4-2WHP	
PY4-2DPPA	
PY5-1WHP	
PY5-1DPPB	

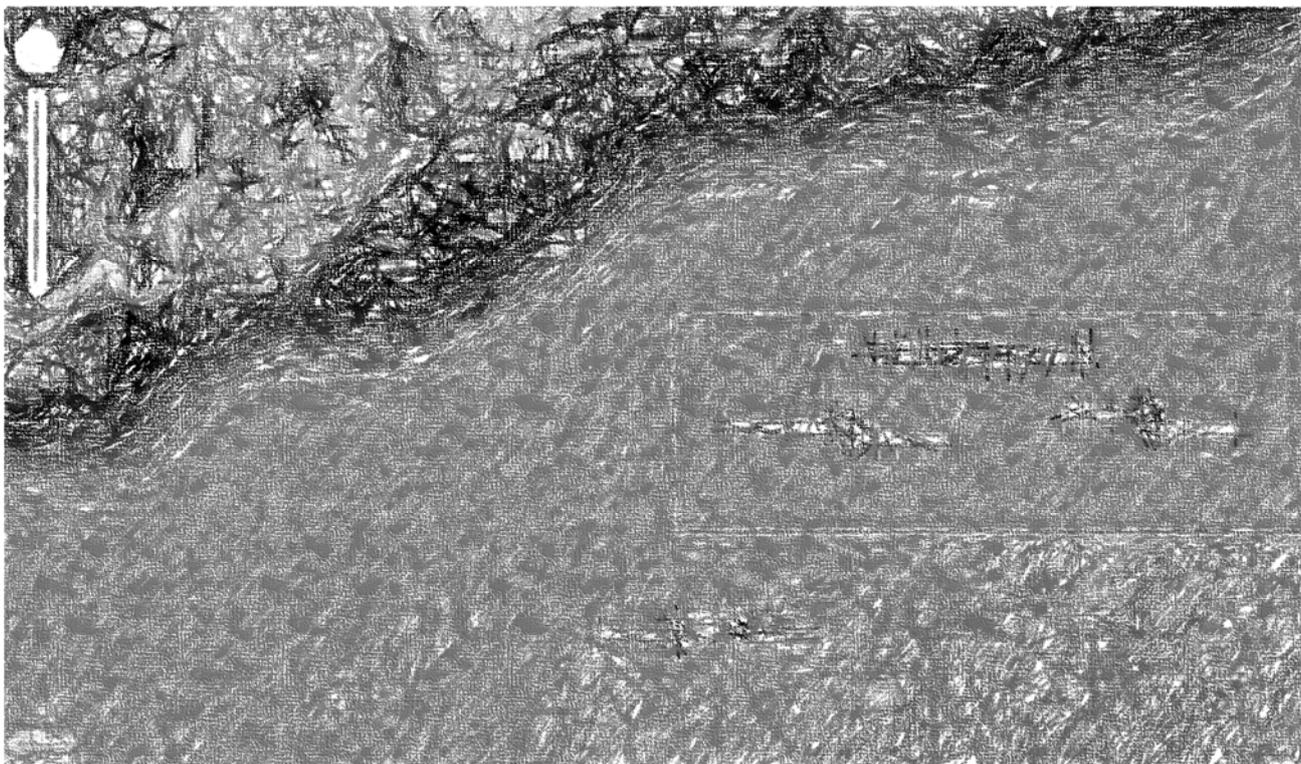


图 2.2 - 1 工程地理位置图

2.2.2 工程现状

2.2.2.1 拟建工程现有工程主要生产设施

番禺油田群现有设施包括 PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台、PY10-2WHPA 平台、HYSY111FPSO 以及 5 条海底管线和 4 条海底电缆。油田设施总体布局图见图 2.2 - 2。

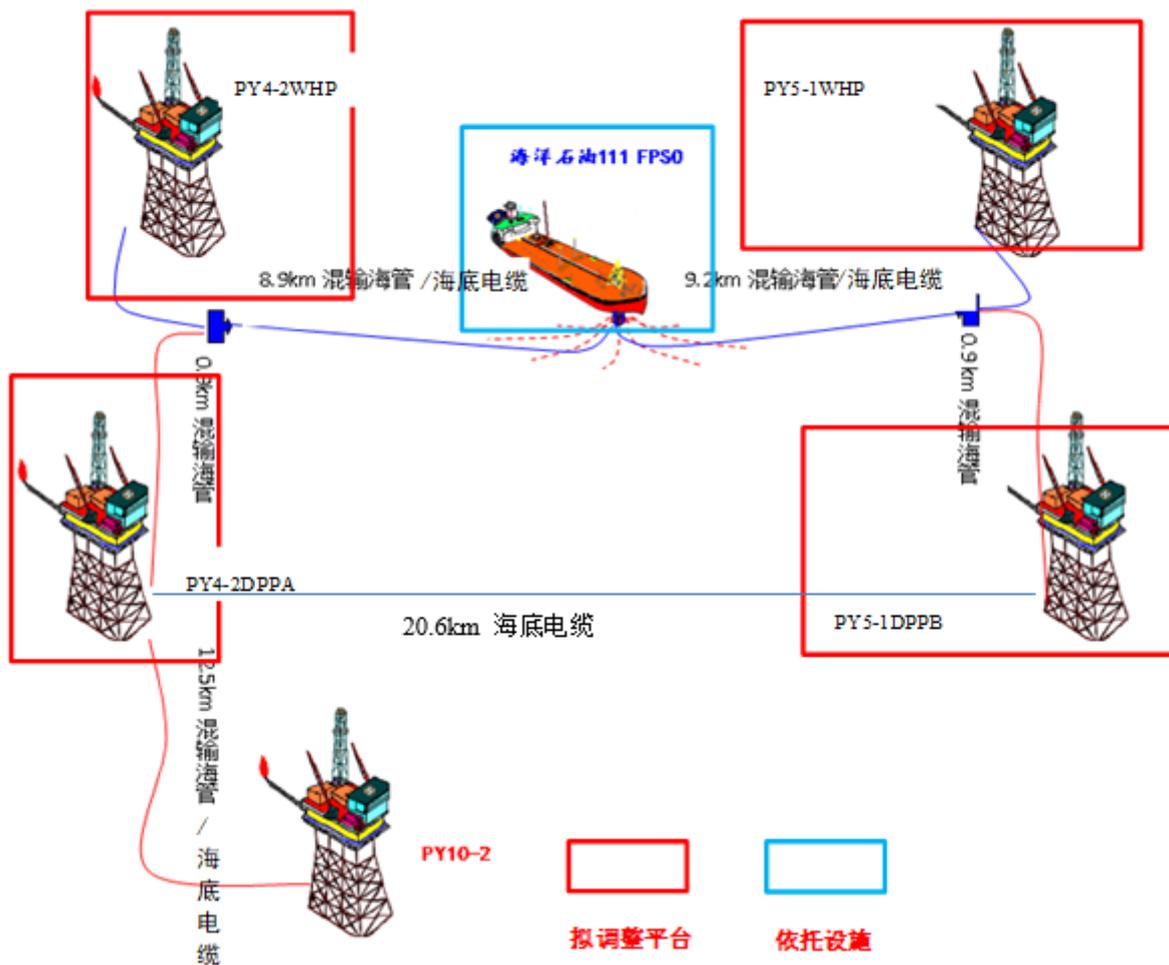


图 2.2 - 2 油田设施总体布局图

(1) 生产平台主要设施

拟建工程相关及依托工程主要设施组成情况见表 2.2-2。

PY5-1WHP/ PY 4-2WHP 两个平台设施导管架设计使用期 15 年，上部组块设计使用期 10 年。PY5-1WHP/PY4-2WHP 平台于 2003 年 10 月投产，2013 年 5 月完成生产设施的第一次 5 年延长设计使用期限评估。2018 年 10 月完成生产设施的第二次 5 年延长设计使用期限评估。评估内容包含 PY5-1WHP/ PY 4-2WHP 两个平台的上部组块、导管架、海缆、海管。根据《PY5-1WHP/ PY 4-2WHP 平台延长设计使用年限评估报告》：在保持现有的检验及维修策略的前提下，PY5-1WHP/ PY 4-2WHP 平台的导管架、上部组块结构、海管、海底电缆、上部组块和钻机模块设备设施功能完好，风险处于可控状态，满足平台未来持续生产的要求。相关海管未达到设计使用年限，目前状态良好，能继续服役。建议继续保持平台结构和上部设施的年检/定期检验、特定设备的法定检验及其它各种检测、校验、标定，设备设施的保养维修策略，对发现问题及时跟踪解决，使平台设施设备完整，功能可靠，保持正常连续运行。

表 2.2-2 拟建工程相关及依托工程主要设施组成情况

编号	工程内容	平台结构/管线起止点	定员	生产方式	主要设施/长度
1		8 腿导管架平台，于 2003 年 10 月建成投产，平台设计寿命为 15 年；设计油处理能力 8159m ³ /d，生产水处理能力 50790m ³ /d；液处理能力为 57240 m ³ /d。	96 人	电潜泵开采	共 20 个井槽，其中生产井 20 口，无预留井槽，主要工程设施包括钻井设备、生活设施（可容纳 96 人）、脱气、脱水设施、生产和测试管汇、多相流量计和原油供给泵等。平台上仅备有应急发电机，钻井作业、原油生产和生活等所需的电力均由 FPSO 通过海底电缆供给。
2		8 腿导管架平台，于 2012 年 11 月建成投产，平台设计寿命为 25 年；设计油处理能力 5500 m ³ /d，生产水处理能力为 80000m ³ /d，液处理能力为 83100m ³ /d。	140 人	电潜泵开采	共 35 个井槽，35 口生产井；主要工程设施包括钻井设备、生活设施（可容纳 140 人）、油气以及生产污水处理设施、公用系统、消防系统、开闭排系统、柴油系统、化学药剂注入系统。
3		8 腿导管架平台，于 2003 年 10 月建成投产，平台设计寿命为 15 年；设计生产水处理能力 50790m ³ /d；液处理能力为 57240m ³ /d。	96 人	电潜泵开采	共 20 个井槽，生产井 20 口，无预留井槽；主要设施与 PY4-2WHP 平台相同。
4		8 腿导管架平台，于 2012 年 11 月建成投产，平台设计寿命为 25 年；设计油处理能力 5500m ³ /d，生产水处理能力为 80000m ³ /d，液处理能力为 83100m ³ /d。	140 人	电潜泵开采	共 35 个井槽，35 口生产井；主要设施与 PY4-2DPPA 平台相同。
6		一艘浮式生产、储油和卸油装置，于 2003 年 10 月投产，设计寿命为 25 年；设计油处理能力 11128m ³ /d，生产水处理能力为 36590m ³ /d，液处理能力 38160m ³ /d，储油能力 12.72×10 ⁴ m ³ 。	100 人	— —	船舶部位设有一座永久式内转塔系泊系统、含油污水处理系统等。除生产系统外，FPSO 上还设有其它辅助设施和公用设施，发电设备通过海底电缆向两井口平台提供日常用电。生活设施（可容纳 100 人）
7	混输管线	PY4-2WHP 平台 → HYSY111FPSO	— —	— —	8.9km, 12", 输送能力为 12720m ³ /d
		PY4-2DPPA 平台 → 管线三通处	— —	— —	0.935km, 12"/16", 输送能力为 12720m ³ /d
		PY5-1WHP 平台 → HYSY111FPSO	— —	— —	9.2km, 12", 输送能力为 12720m ³ /d

			—	—	
		PY5-1DPPB 平台 → 管线三通处	—	—	0.915km, 12”/16”, 输送能力为 12720m ³ /d
		PY10-2WHPA 平台 → PY4-2DPPA 平台	—	—	12.5km, 12”/16”, 输送能力为 11209m ³ /d
8	海底电缆	PY4-2WHP 平台 ~ HYSY111FPSO	—	—	8.9km
		PY4-2DPPA 平台 ~ PY5-1DPPB 平台	—	—	20.6km
		PY5-1WHP 平台 ~ HYSY111FPSO	—	—	9.2km
		PY4-2DPPA 平台 ~ PY10-2WHPA 平台	—	—	12.5km

(2) 平台配套公用设施及环保设施

PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台上公用设施主要包括供电系统、排水系统等及其他公用设施。

供电系统：PY4-2WHP 平台和 PY5-1WHP 平台上仅备有应急发电机，钻井作业、原油生产和生活等所需的电力均由 FPSO 通过海底电缆供给；PY4-2DPPA 平台和 PY5-1DPPB 平台钻井作业、原油生产和生活等所需的电力均由本平台原油发电机系统供给。

排水系统：PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPP 平台上产生的生活污水经各自平台上生活污水装置处理达标后排放。PY4-2WHP 平台和 PY5-1 WHP 平台含油污水及工艺排放液等通过平台上设置的开/闭式排放系统，进入原油集输生产流程处理后外排；PY4-2DPPA 平台和 PY5-1DPPB 平台含油污水及工艺排放液等通过平台上设置的开/闭式排放系统，进入原油集输生产流程处理后外排。

现有公用工程设施和环保设施详见表 2.2-3 和表 2.2-4。

表 2.2-3 主要公用设施一览表

序号	设施名称	公用设施
1	PY4-2WHP 平台	排水系统
2		供电系统
3	PY4-2DPPA 平台	排水系统
4		供电系统
5	PY5-1WHP 平台	排水系统
6		供电系统
7	PY5-1DPPB 平台	排水系统
8		供电系统
9	HYSY111 FPSO	排水系统
10		供电系统

表 2.2-4 主要环保设施一览表

序号	设施名称	环保设施	数量
1	PY4-2WHP 平台	生活污水处理装置（处理能力 8.5m ³ /d）	1
		开式排放系统	1
		闭式排放系统	1
		生产水处理系统（处理能力 50790m ³ /d）	1
		放空系统	1
		食品废弃物粉碎设备	1
2	PY4-2DPPA 平台	生产水处理系统（处理能力 80000m ³ /d）	1
		生活污水处理装置（处理能力 10.5 m ³ /d）	1
		闭排罐	1

		开排沉箱	1
		火炬放空系统	1
		食品废弃物粉碎设备	1
3	PY5-1WHP 平台	生活污水处理装置（处理能力 8.5 m ³ /d）	1
		开式排放系统	1
		闭式排放系统	1
		生产水处理系统（处理能力 50790m ³ /d）	1
		放空系统	1
		食品废弃物粉碎设备	1
4	PY5-1DPPB 平台	生产水处理系统（处理能力 80000m ³ /d）	1
		生活污水处理装置（处理能力 10.5 m ³ /d）	1
		闭排罐	1
		开排沉箱	1
		火炬放空系统	1
		食品废弃物粉碎设备	1
5	HYSY111 FPSO	生产水处理系统（处理能力 36590m ³ /d）	2
		生活污水处理装置（处理能力 11.2m ³ /d）	1
		船舶机舱含油污水处理装置	1
		火炬放空系统	1
		食品废弃物粉碎设备	1

（3）能耗水耗状况

番禺 4-2/5-1 油田各平台无外供电，使用平台或油轮上的原油发电机自助发电供电。

拟建工程所涉及平台及依托平台能耗现状见表 2.2 - 5。

表 2.2 - 5 拟建工程所涉及平台及依托平台能耗现状

平台	用油量 (m ³ /a)	生活用水 (10 ⁴ m ³ /a)
PY4-2WHP	70	0.77
PY4-2DPPA	9800	1.2
PY5-1WHP	151	0.80
PY5-1DPPB	12008	1.1
HYSY111FPSO	21200	1.00
合计	43062	4.25

（4）采油树

工程配置的采油树信息如下

- a) 压力级别：5000psi
- b) 材质等级：BB 级
- c) 气动地面安全阀
- d) 通径：主通径和侧翼通径均为 4-1/16"
- e) 法兰尺寸：油管四通下法兰公称尺寸为 13-5/8"，上法兰公称尺寸为 11"。

f) 预留电缆穿透通道，化学药剂注入阀通道，井下安全阀控制管线通道。

2.2.2.2 工艺流程

PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台的生产物流在各自平台进行油气水三相分离；PY4-2WHP 平台和 PY5-1WHP 平台分离出的含油生产水去生产水处理系统，脱水后的原油经 PY4-2WHP 平台→HYSY111FPSO 和 PY5-1WHP 平台→HYSY111FPSO 的混输管线外输至 HYSY111FPSO。PY4-2DPPA 和 PY5-1DPPB 平台分离出的含油生产水去生产水处理系统，脱水后的原油经 PY4-2DPPA 平台→管线三通处管线和 PY5-1DPPB 平台→管线三通处管线通过水下三通分别进入 PY4-2WHP 平台→HYSY111 FPSO 和 PY5-1WHP 平台→HYSY111 FPSO 的混输管线外输至 HYSY111FPSO。

HYSY111FPSO 接受来自 PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台的含水原油，含水原油进入 HYSY111FPSO 进行油、气、水分离，分离出的原油经处理合格后，进入原油储舱等待穿梭油轮定期外运。分离出的少量气体则进入放空系统。分离出的生产水经生产水处理系统处理后排海。番禺 4-2/5-1 油田的物流集输流程图见图 2.2 - 3。

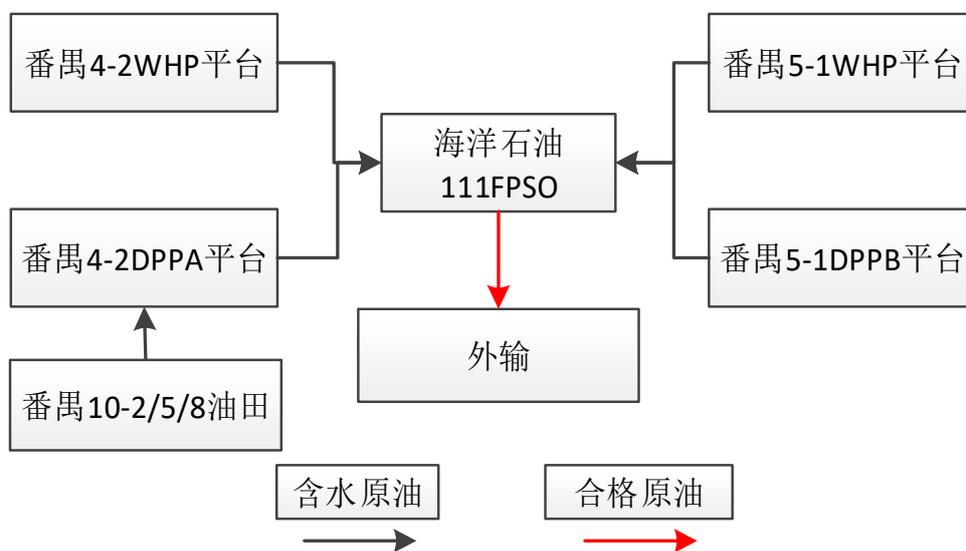


图 2.2 - 3 番禺 4-2/5-1 油田的物流集输流程图

(1) PY4-2WHP 平台/PY5-1WHP 平台工艺流程

PY4-2WHP 平台和 PY5-1WHP 平台的工艺流程基本相同，工艺流程如下：

①原油：井液从生产管直接进入脱气撇油罐，进行沉降后的油相混合物经过现有的换热器、提升泵、管线泵和海底管线外输到 FPSO 进行进一步的分离。

②天然气：脱气撇油罐分离后的极少量伴生气冷放空。

③含油生产水：脱气撇油罐分离出的生产水直接进入水力漩流器/CFU 和脱气罐后外排。
从水力漩流器/CFU 和脱气撇油罐撇出的原油收集到闭式排放罐然后回到流程。

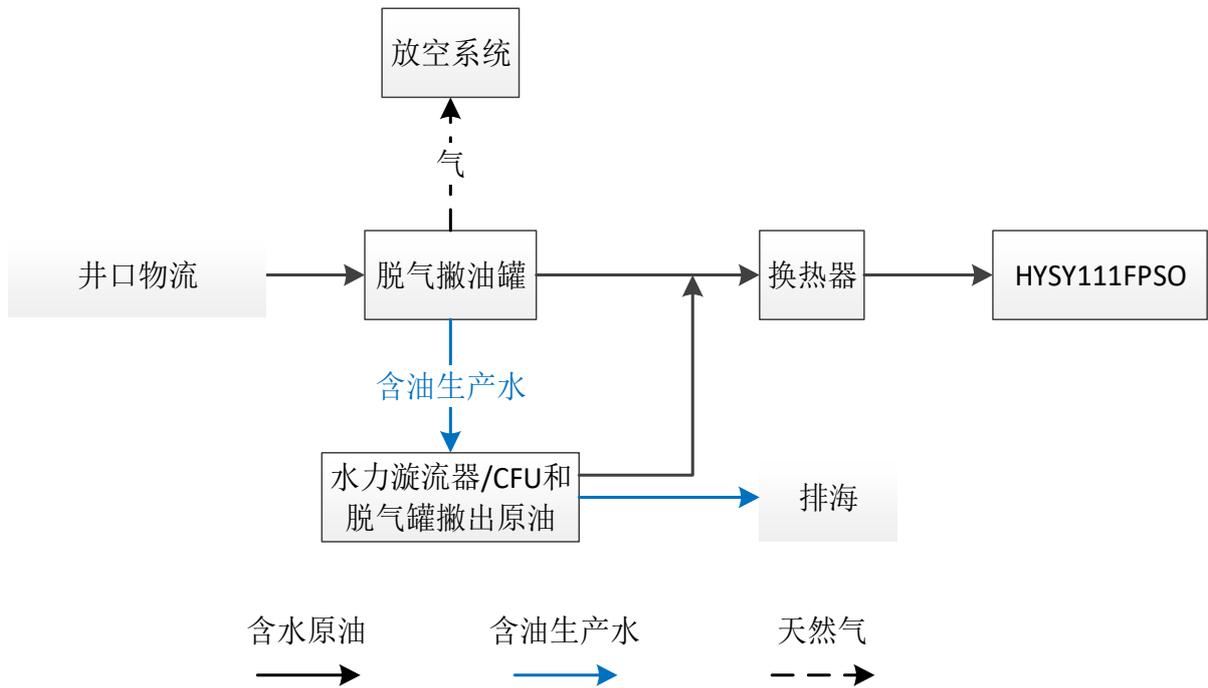


图 2.2 - 4PY4-2WHP 平台/PY5-1WHP 平台物流处理工艺流程
(2) PY4-2DPPA 平台/PY5-1DPPB 平台

PY4-2DPPA 平台和 PY5-1DPPB 平台的工艺流程基本相同，工艺流程如下：

①原油：两座平台的油井所产流体进入生产管汇，汇集后进入一级分离器，进行油气水三相分离，分出的含水原油直接进入二级分离器，油气水进一步分离和脱气。一、二级分离器脱出的少量气体进放空系统。二级分离器分出的含水原油进入原油外输泵，含水原油增压后通过海底管线输送到 FPSO 上作进一步处理。

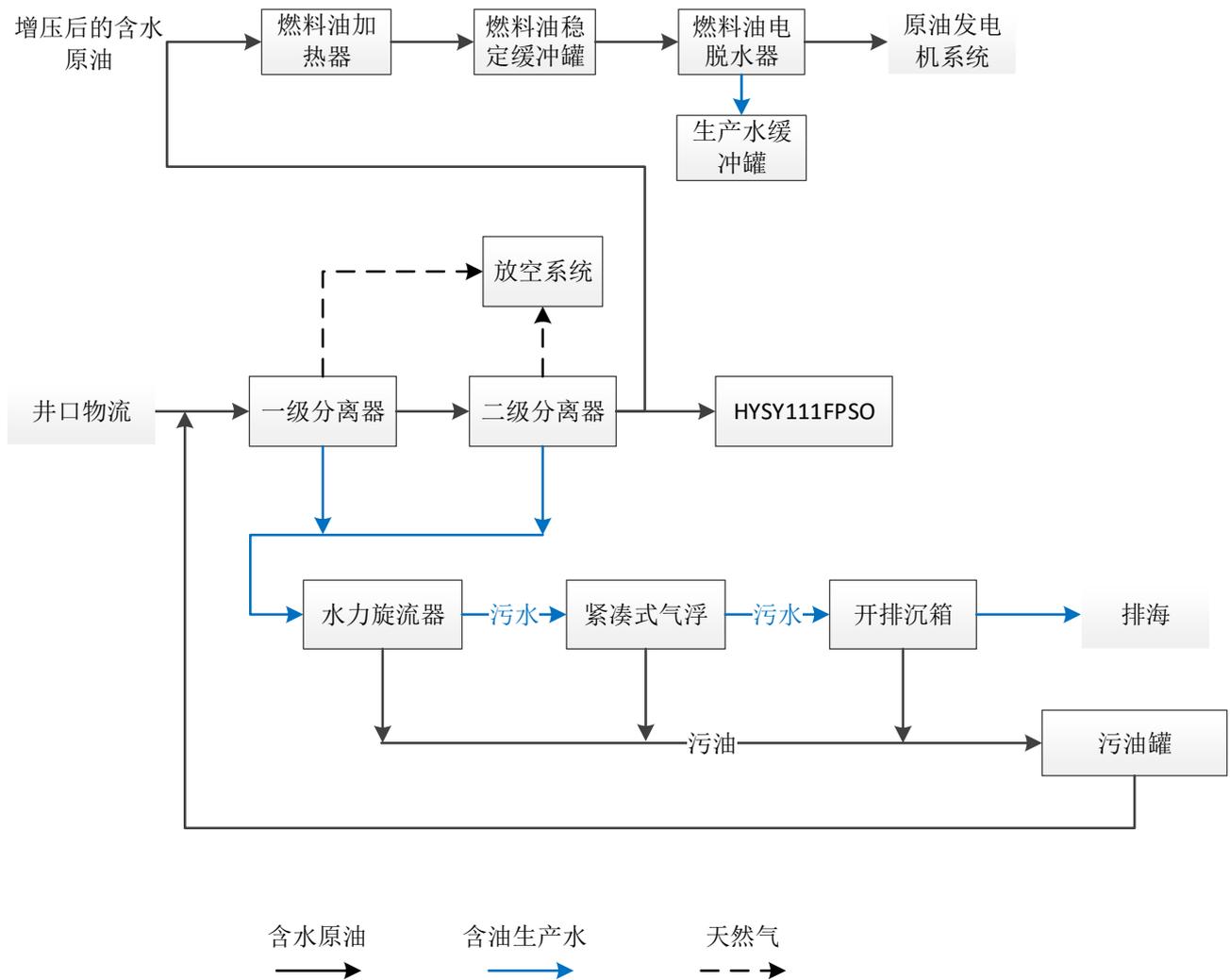


图 2.2 - 5PY4-2DPPA 平台/PY5-1DPPB 平台原油处理工艺流程图

②燃料油：增压后的部分含水原油先经燃料油加热器加热到 98℃后再进入燃料油稳定缓冲罐，从稳定缓冲罐出来的燃料油进入燃料油电脱水器进一步脱水，电脱水器出来的含水率≤0.5%的原油直接供原油发电机系统使用。

③天然气：两座平台的产气量都很小，由于排放的气体的气质难以燃烧，气体将通过放空管冷放空。

④含油生产水：两座平台产出的含油生产水采用“水力旋流器+紧凑式气浮”的两级处理流程，处理后含油量达到 20mg/L 的生产水经过流量计计量后，直接进入开排沉箱进行进一步缓冲除油，最后进入水体。由水力旋流器、紧凑式气浮和开排沉箱分离出的污油直接进入污油罐，经污油泵增压后进入一级分离器分离室前端。

(3) 依托设施 HYSY111FPSO 工艺流程

①原油：来自 PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台的生产物流经入口管汇进入 FPSO 上两套完全相同的原油处理流程进行处理。首先经高压分离器进行油、气、水三相分离，

分离出的原油经油/油换热器和原油加热器加热后进入低压分离器进行三相分离，分离出的原油经静电脱水器处理合格后，通过油/油换热器进行热交换而加以冷却，经原油冷却器进一步冷却后，进入原油储舱等待穿梭油轮定期外运。

②天然气：高压分离器、低压分离器和静电脱水器分离出的少量气体则进入放空系统。

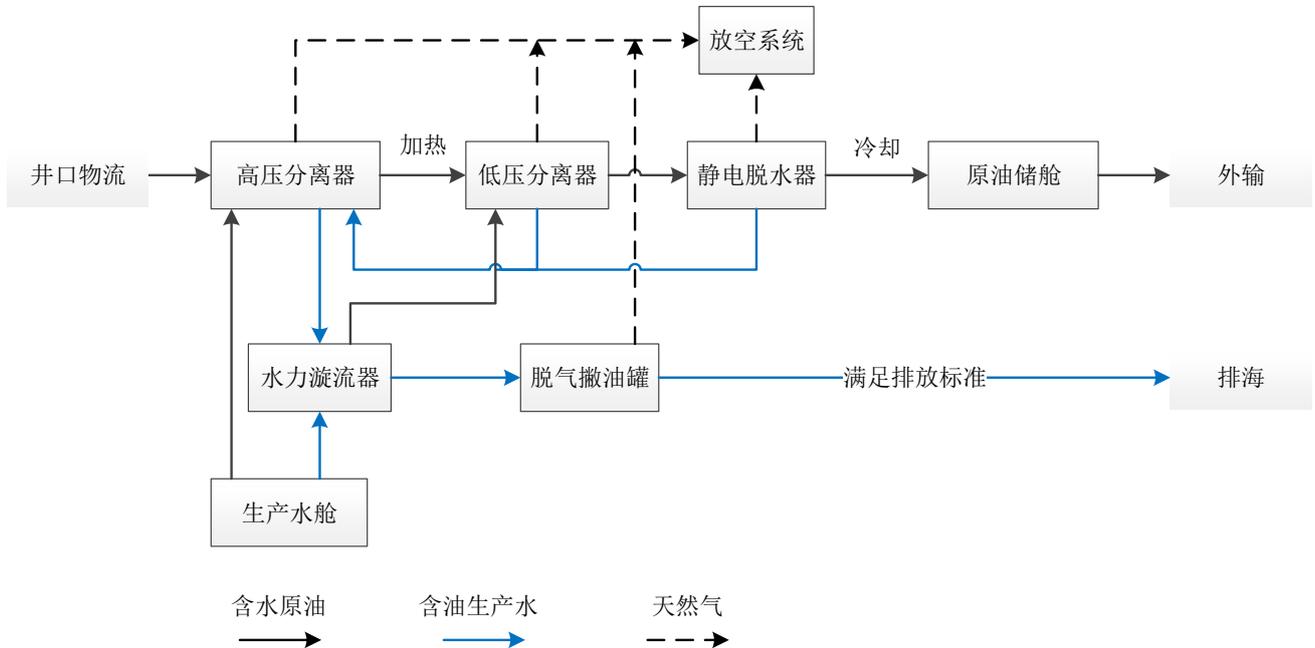


图 2.2 - 6HYSY111 FPSO 物流处理工艺流程图

③含油生产水：从高压分离器分离出的含油生产水直接进入水力漩流器；从低压分离器和静电脱水器分离出的含油生产水经生产水循环泵打入高压分离器进行循环处理。水力漩流器分离出的水进入脱气撇油罐，分离出的油进入低压分离器处理。经脱气撇油罐处理合格后的生产水排海。

(4) 各平台及 HYSY111 FPSO 生活污水处理流程

PY4-2WHP 平台、PY5-1WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY5-1DPPB 平台和 HYSY111 FPSO 的生活污水分为黑水和灰水两部分，其中黑水为厕所冲洗水，且为淡水冲厕，而灰水包括洗浴废水，厨房废水等。各平台和 FPSO 的生活污水处理采用电解法，其核心装置为电解催化氧化系统，通过电极和催化材料的作用产生超氧自由基 (O_2^-)、 H_2O_2 、羟基自由基 ($-OH$) 等活性基团来氧化水水体中的有机物。工艺流程如下：首先由缓冲罐收集平台产生生活污水，包括黑水和灰水，而后通过粉碎泵对污水进行破碎，并将其输送至电解反应器，利用电解降解有机物，使有机物最终分解为二氧化碳和水，生活污水处理达标 ($COD \leq 500mg/L$) 后排海。

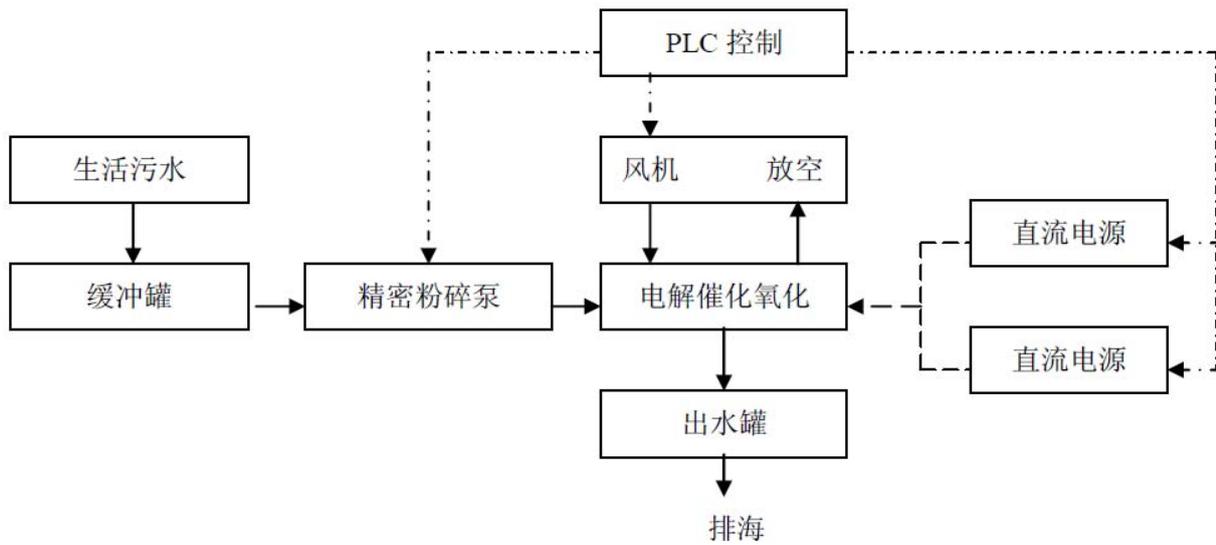


图 2.2 - 7PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台和 HYSY111 FPSO 生活污水处理工艺流程

2.2.3 番禺油田开发工程回顾

2.2.3.1 与拟建工程相关的环评报告书结论及批复情况

(1)《番禺 4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书》与 2001 年编制完成，其主要结论为：

a.对水质的影响，PY4-2/5-1 油田开发过程中生活污水和生活垃圾的排放量很小，在施工和钻井期间属短期污染行为，对海水质量不会构成明显影响。由于生产污水的排放，使得排放点（FPSO）周围小范围内表层海水中的石油烃含量有所增加。超一类水质标准的面积约为 0.8km²，最大距离在距 FPSO1000m 以内。对于泥浆的排放，仅在排放的末期距井口平台 500m 范围内，海水中悬浮物的增量超过一类海水水质的要求，停止排放后很快即恢复到一类水质要求范围以内。

b.对底质的影响，可能对海底造成影响的开发活动为钻井泥浆以及钻屑的排放，泥浆、钻屑排放的影响仅局限于井口平台不超过 500m 海域范围内，覆盖一部分原海底。因此，总体来看，该项目的开发对海底表层沉积物质量基本上不会构成影响。

c.对海洋生物的影响，对海洋生物的影响仅局限在污染物排放口周围。主要表现为对排放口周围海域浮游生物的生活环境产生一定的影响以及对井口周围及海底管道路由区内的底栖生物造成一定程度的破坏，但这种影响和破坏，前者为轻微的，后者为短期的。

d.环境风险各种风向及风速条件下，发生 1000t 级溢油事故可能影响本评价渔场的范围为 20~122km²，影响渔业资源量为 17~104t，最大约占油田附近渔场现存资源量的 0.6%。

项目于 2001 年 9 月获得原国家海洋局的相关批复（国海环字[2001]353 号，见附件 5）。

项目通过了环境保护设施竣工验收，于 2006 年 3 月获得了原国家海洋局的批复（国海环字[2006]135 号，见附件 13）。

（2）《番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书》于 2006 年编制完成，其主要结论为：通过对该项目各阶段污染物、环境影响预测及污染防治措施综合分析认为，本工程在各阶段所产生的污染物种类较少，拟采取的清洁生产和污染防治方案可行，污染物达标排放后对周围环境的影响范围和程度较小。因此，只要在项目施工和生产期间，严格落实各项环境保护措施，那么从环境保护角度而言，该改造工程是可行的。

项目于 2006 年 5 月获得原国家海洋局的相关批复（国海环字[2006]230 号，见附件 6）。

项目通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2007 年 12 月获得了原国家海洋局的批复（国海环字[2007]739 号，见附件 14）。

项目通过了环境保护设施竣工验收，于 2009 年 3 月获得了原国家海洋局的批复（国海环字[2009]166 号，见附件 15）。

（3）《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》于 2010 年编制完成，其主要结论为：评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本工程对油田周围海域的环境影响程度将是可以接受的。在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护与补偿对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从海洋环境保护角度考虑，工程建设可行。

项目于 2011 年 2 月获得原国家海洋局的相关批复（国海环字[2011]108 号，见附件 7）。

项目通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2012 年 12 月获得了原国家海洋局的批复（国海环字[2012]821 号，见附件 16）。

项目通过了环境保护设施竣工验收，于 2014 年 5 月获得了原国家海洋局的批复（国海环字[2014]255 号，见附件 17）。

（4）《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》于 2012 年编制完成，其主要结论为“评价认为，只要不发生大型油气泄漏事故，本调整工程对油田周围海域的环境影响程度将是可以接受的。在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护与补偿对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从海洋环境保护角度考虑，工程建设可行。”

项目于 2013 年 5 月获得原国家海洋局的相关批复（国海环字[2013]273 号，见附件 8）。

项目通过了环境保护设施“三同时”检查，于 2014 年 7 月获得了原国家海洋局的批复（国海环字[2014]387 号，见附件 18）。

项目通过了环境保护设施竣工验收，于 2015 年 3 月获得了原国家海洋局的批复（国海环字[2015]105 号，见附件 19）。

(5)《番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程环境影响报告表》于 2014 年编制完成，其主要结论为“本次调整井工程施工期的主要污染物是钻屑和泥浆等，其影响是有限的、短期且可恢复的。调整井工程投入生产运营后，番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台和 FPSO 的生产和环保设施不增加或改造，主要污染物为含油生产水、生活污水、生产垃圾、生活垃圾和船舶污染物等，污染物种类、排放方式和排放地点均不变。油田调整井投产后生产阶段，生活污水、生活垃圾、生产垃圾和其他含油废水较原有工程均未发生变化；PY4-2DPPA 平台生产水的处理量有所减少，FPSO 生产水的处理量不变。

因此，在建设单位中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司切实落实了本环境影响报告表提出的各项污染防治措施，切实落实了风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本次番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程建设可行。”

项目于 2014 年 7 月获得原海洋局的相关批复（国海环字[2014]363 号，见附件 9）。

(6)《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 10 口调整井工程环境影响报告表》于 2016 年编制完成，其主要结论为“为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，本工程在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台布置 10 口调整井。

对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。”

项目于 2016 年 7 月获得原海洋局的相关批复（国海环字[2016]320 号，见附件 10）。

(7)《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 6 口调整井工程环境影响报告表》于 2017 年编制完成，其主要结论为“为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，本工程在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1DPPB 平台布置 6 口调整井，均为生产井，其中在 PY4-2WHP 平台布置 1 口调整井，在 PY4-2DPPA 平台布置 1 口调整井，在 PY5-1DPPB 平台布置 4 口调整井，6 口调整井中 1 口利用预留井槽钻井，其余 5 口利用老井侧钻。

对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。”

项目于 2017 年 3 月获得原海洋局的相关批复（国海环字[2017]119 号，见附件 11）。

(8)《番禺 4-2 油田 WHP/DPP、番禺 5-1 油田 DPP 平台 10 口调整井工程环境影响报告表》于 2018 年编制完成，其主要结论为“为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司决定对该油田群进行综

合调整。在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1DPPB 平台实施 10 口调整井，均为生产井；其中，2 口利用预留井槽钻井，其余 8 口利用老井侧钻。拟实施的 10 口调整井计划在 PY4-2WHP 平台实施 2 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；在 PY4-2DPPA 平台实施 5 口调整井，均为生产井，其中 1 口利用预留井槽钻井，其余 4 口利用老井侧钻；在 PY5-1DPPB 平台实施 3 口调整井，均为生产井，其中 1 口利用预留井槽钻井，其余 2 口利用老井侧钻。

对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

项目于 2019 年 1 月获得生态环境部的相关批复（环审[2019]4 号，见附件 12）。

（9）《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田 11 口调整井工程环境影响报告表》于 2018 年编制完成，为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司决定对该油田群进行综合调整。在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB、PY10-2WHPA 平台实施 11 口调整井，均为生产井；其中，1 口利用预留井槽钻井，其余 10 口利用老井侧钻。拟实施的 11 口调整井计划在 PY4-2WHP 平台实施 1 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；在 PY4-2DPPA 平台实施 3 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；在 PY5-1WHP 平台实施 3 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；在 PY5-1DPPB 平台实施 1 口调整井，为生产井，利用老井侧钻；在 PY10-2WHPA 平台实施 3 口调整井，其中 1 口利用预留井槽钻井，其余 2 口利用老井侧钻。

对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

项目于 2019 年 12 月获得生态环境部的相关批复（环审[2019]150 号，见附件 12）。

关于番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田 11 口调整井工程环境影响报告表的批复（环审[2019]150 号，见附件 22）。

相关环评报告审批意见落实情况详见表 2.2-6，油田历次改扩建工程实施情况见表 2.2-7。

表 2.2-6 相关报告书/表批复要求及落实情况

报告名称	批复文号	批复要求	落实情况
《PY4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书》 (2001 年)	《关于番禺 4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书的批复》 (国海环字 [2001]353 号)	该工程作业区范围为 PY5-1 和 PY4-2 井口平台外缘 500 米以内、海底管线两侧 500 米内以及 FPSO 周围 1 海里半径以内的海域，并以 FPSO 周围 1000 米半径以内海域作为超一类水质混合区。	拟建工程作业区范围未超出环评批复的范围。
		该工程污染物排放总量应当严格按照报告书所提出的的排污总量控制指标执行。	相关海上防污染记录表核算得出，2003-2005 年番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量为 72235~6827979 m ³ /a，石油类年排放量为 2~139t/a，未超过报告书所提出的的排污总量控制指标。
		在海洋石油开发时应采取切实有效措施，防范溢油风险，并注意油田开发发生溢油事故对珠江口中华白海豚和近海渔场的影响。发生溢油时，应按规定立即报告主管部门，并通报环保、渔业、海事、军队等有关部门。	先是由作业者美国丹文能源（中国）有限公司主导编制完成了《DECL Oil Spill Response Plan》，后又统一使用原国家海洋局南海分局批准的溢油应急程序（海南环发【2005】309 号）。
		由于海底管道采取直接敷设的方式，应采取有效措施保护海底管线，防止渔网拖挂造成溢油事故。	
《番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书》 (2006 年)	《关于番禺 4-2、5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书核准意见的复函》 (国海环字 [2006]230 号)	工程污染物的处理和排放应当符合国家有关污染物排放的标准，要严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度。石油类物质排放总量应控制在 1399.5 吨/年以内，每个排放口的含油污水排放速率应控制在 30000 立方米/天以下。	相关海上防污染记录表核算得出，石油类物质排放总量和每个排放口的含油污水排放速率未超过报告书所提出的的排污总量控制指标。
		排污混合区为分别以 4-2 平台、5-1 平台、FPSO 外缘我中心 1000 米半径以内海域。	拟建工程排污混合区未超出环评批复的范围。
		认真落实报告书中所提出的的各项污染防治措施和对策，加强应急管理 and 能力建设。应当针对工程改造后的实际情况，重新修改该油田溢油应急计划，按有关规定报批。	对施工和钻井阶段所产生的各种船舶污染物全部按国家法规和标准的要求进行处理。水基泥浆和钻屑就地排入海中。在生产阶段，除少量食品废弃物外的所有生活垃圾全部送回陆地处理；生活污水通过井口平台和 FPSO 上的生活污水处理系统进行消毒处理；含油污水则由生产水处理系统处理，达二级排放标准后排放入海。
《番禺 4-2/5-1 油田调整	《关于番禺 4-2/5-1 油田调整	工程污染物处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。含油生产水正常工况下经处	生产水每天进行四次化验。生活污水均进入生活污水处理装置处理后排放，每月取样送检。

工程环境影响报告书》 (2010年)	工程环境影响报告书核准意见的复函》 (国海环字[2011]108号)	理达标后排海，非正常工况下排海浓度必须符合国家标准。机舱含油污水、生活污水经处理达标后方可排海。生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理。	平台使用水基钻井液，经国家海洋局南海环境监测中心和广东省动物实验研究所检测合格后，经海区主管部门同意后排海。 生产垃圾（废弃零件、器材、油棉纱、油泥、空容器等约400t/a）和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地由深圳市腾浪平台环保服务有限公司处理，其HW08类危废处理能力为1000t/a，处理可行。
		认真落实报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议，切实加强生产管理。工程投产前，应针对工程调整后的实际情况，重新修订番禺4-2/5-1油田原有的溢油应急计划，并报主管部门批准。	中海石油（中国）有限公司番禺作业公司于2011年12月修订完成了《中海石油（中国）有限公司番禺作业公司溢油应急计划》，呈报国家海洋局南海分局，2012年5月23日，获得国家海洋局南海分局批准。
		落实报告书监测计划，严格执行“三同时”制度	已获批。批复时间、部门及文号：2012年12月4日，国家海洋局《国家海洋局关于番禺4-2/5-1油田调整工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字【2012】821号)。
《番禺10-2/5/8油田开发工程环境影响报告书》 (2012年)	《国家海洋局关于番禺10-2/5/8油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》 (国海环字[2013]273号)	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。油基泥浆应全部运回陆地处理；水基泥浆、钻屑中，不含油钻屑和泥浆以及含油量不超过8%的钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油量超过8%的钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；含油生产水、生活污水、机舱含油污水等废水经处理达标后方可排海；生产垃圾和食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理。	1) 钻井阶段采用水基钻井液，含油钻屑和钻井液含油量均小于8%，钻完井后按要求排放（检测报告见附件21）； 2) 含油生产水按要求排放； 3) 生产垃圾（废弃零件、器材、油棉纱、油泥、空容器等约400t/a）和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地由深圳市腾浪平台环保服务有限公司处理，其HW08类危废处理能力为1000t/a，处理可行。
		严格执行钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，设置通风系统和烃类气体探测器，关键部位应安装温度和压力报警装置，并设置相应的应急关断系统。	1) 钻井部门制定详细的钻井作业规范； 2) 现场配备有完整有效的井控和防喷设施，关键部位应安装有温度和压力报警装置，并设置了相应的应急关断系统，在钻井期间按照作业进度定期进行井控演习； 3) 在钻台、泥浆池、振动筛等地方安装有固定式烃类气体探测器。
		切实落实生态保护措施，施工作业应尽量避免主要经济鱼类的产卵盛期，并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。	1) PY10-2WHPA平台周围渔业环境敏感时期为3~8月份，调整钻井时间为2~4月，避开了渔业环境的敏感期； 2) 相关渔业补偿措施已于2016年7月份落实执行。
		定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；采取必要的工程防护措施，避免海	1) 每年对海底管道进行一次ROV检查。每日对于周围的过往船舶进行监控；

		上作业活动对海底管道等设施造成损害；对依托的已有海管，在达到其原有设计寿命前需进行检测评估，必要时予以更换。	<p>2) 每天生产操作人员在中控对海管的运行压力、温度、流量进行实时监控。现场巡检人员，对海面进行瞭望，观察海面是否有异常；</p> <p>3) 守护船在作业区油田设施群穿梭其间，被要求对海面进行检查，并报告检查结果；</p> <p>4) 目前，海管运行在设计寿命期间，且目前运行正常。</p>
		切实落实风险防范措施，加强溢油应急管理，工程投产前，应对番禺 4-2/5-1 油田的溢油应急计划进行修改完善，并将本工程的溢油应急纳入该溢油应急计划中。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局南海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	<p>1) 番禺作业公司已重新修订了《中海石油（中国）有限公司番禺作业公司溢油应急计划》，于 2014 年 6 月 17 日获得了国家海洋局南海分局的报备确认通知，于 2014 年 6 月正式颁发、执行。</p> <p>2) 生产现场严格执行番禺作业公司溢油应急计划，目前没有发生溢油事故。</p>
		严格控制污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后，番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量不得超过 7100 万立方米，石油类年排放量不得超过 1420 吨。 PY4-2DPPA 平台和 PY4-2WHP 平台排污混合区调整为两平台连线的中心点为圆心，半径 3.5 公里的圆形区域；FPSO 排污混合区范围调整为以 FPSO 为圆心，半径 0.7 公里的圆形区域；番禺 5-1 油田的排污混合区维持原有范围不变。	<p>1) 相关海上防污染记录表核算得出，番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量为 $4833 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$，石油类年排放量为 565t/a；</p> <p>2) 拟建工程排污混合区未超出环评批复的范围。</p>
		加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局南海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。	<p>1) FPSO、PY4-2DPPA 平台在 PY10-2WHPA 平台施工期间的环境监控管理按照正常生产期间的程序执行（1.外排生产水含油浓度检测；2.外排生产水的生物毒性检测；3.生活污水 COD 的检测；4.钻井液、钻屑的生物毒性/含油量/重金属含量的检测）；</p> <p>2) 2014 年 7 月 23 日，国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复（国海环字[2014]387 号）。</p>
《番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程	《国家海洋局关于番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程环境影	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。生活污水、机舱含油污水经处理达标后排海；生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理；含油生产水经处理达标后方可排放，且不得超过原批准总量。	该工程含油生产水、生活污水、机舱含油污水等废水经处理达标后排海；生产垃圾（废弃零件、器材、油棉纱、油泥、空容器等约 400t/a）和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地由深圳市腾浪平台环保服务有限公司处理，其 HW08 类危废处理能力为 1000t/a，处理可行。

环境影响报告表》 (2014年)	响报告表核准意见的批复》 (国海环字[2014]363号)	切实落实风险防范措施。	建设单位针对该油气田制定了相应的应急计划纳入了现有溢油应急体系,并获得国家海洋主管部门的备案。
《番禺4-2油田、番禺5-1油田10口调整井工程环境影响报告表》 (2016年)	《国家海洋局关于番禺4-2油田、番禺5-1油田10口调整井工程环境影响报告表的批复》 (国海环字[2016]320号)	(1) 污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油量>8%的钻井液和钻屑不得排海,应运回陆地交由有资质的单位处理;生产垃圾、生活垃圾、生产垃圾应分类收集运回陆地处理;含油量≤8%及非含油的钻井液和钻屑、机舱含油污水、含油生产水应处理达标后方可排放。	1) 钻井阶段采用水基钻井液,含油钻屑和钻井液含油量均小于8%,钻完井后按要求排放(检测报告见附件21); 2) 含油生产水按要求排放; 3) 生产垃圾(废弃零件、器材、油棉纱、油泥、空容器等约400t/a)和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地由深圳市腾浪平台环保服务有限公司处理,其HW08类危废处理能力为1000t/a,处理可行。
		(2) 加强钻完井工程管理,防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施生产作业规程和安全规程,制定周密的钻完井计划,配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料及井控设备,建立健全井控管理系统,采取有效井眼防碰措施,加强随钻监测,及时控制可能遇到的溢流和井涌。	1) 钻井部门制定详细的钻井作业规范; 2) 现场配备有完整有效的井控和防喷设施,关键部位应安装有温度和压力报警装置,并设置了相应的应急关断系统,在钻井期间按照作业进度定期进行井控演习; 3) 在钻台、泥浆池、振动筛等地方安装有固定式烃类气体探测器。
		(3) 切实落实生态保护措施,优化施工方案,合理安排作业时间。工程施工应避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期(4-6月),严格控制钻屑和钻井液的排放速率,最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	1) PY4-2WHP/DPPA和PY5-1WHP/DPPB平台周围渔业环境敏感时期为3~8月份,调整钻井时间为1~3月和10到12月,避开了渔业环境的敏感期; 2) 相关渔业补偿措施已于2016年7月份与分公司项目一起落实执行完毕。
		(4) 切实落实环境风险防范措施,配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。发生溢油事故时,应当立即启动溢油应急计划,采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响,并按照规定立即报告国家海洋局南海分局,并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位针对该油气田制定了相应的应急计划纳入了现有溢油应急体系,并获得国家海洋主管部门的备案。
《番禺4-2油田、番禺5-1油田6口调整井工程环境影响报告表》	《国家海洋局关于番禺4-2油田、番禺5-1油田6口调整井工程环境影响报告表的批复》	(1) 污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油量>8%的钻屑和钻井液、机舱含油污水不得排海,应运回陆地交由有资质的单位处理;生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理;含油量≤8%及非含油的钻屑和钻井液、含油生产水、生活污水应处理达标后方可排放。	1) 钻井阶段采用水基钻井液,含油钻屑和钻井液含油量均小于8%,钻完井后按要求排放(检测报告见附件21); 2) 含油生产水按要求排放; 3) 生产垃圾(废弃零件、器材、油棉纱、油泥、空容器等约400t/a)、除食品废弃物以外的生活垃圾和机舱含油污水运回陆地

<p>(2017年)</p>	<p>(国海环字[2017]119号)</p>	<p>(2) 加强钻完井工程管理, 防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施生产作业规程和安全规程, 配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料及井控设备, 建立健全井控管理系统, 采取有效井眼防碰措施, 加强随钻监测, 及时控制可能遇到的溢流和井涌。</p> <p>(3) 切实落实环境风险防范措施, 配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。发生溢油事故时, 应当立即启动溢油应急计划, 采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响, 并按照规定立即报告国家海洋局南海分局, 并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p> <p>(4) 切实落实生态保护措施, 合理安排施工作业时间, 尽量减少入海悬浮泥沙的影响面积, 严格控制非含油钻井液和钻屑的排放速率, 其排放应避开工程所在海域鱼类产卵盛期(3-9月), 最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>	<p>由中海油能源发展股份有限公司安全环保分公司碧海环保服务公司处理, 其 HW08 类危废处理能力为 5040t/a, 处理可行。</p> <p>1) 钻井部门制定详细的钻井作业规范;</p> <p>2) 现场配备有完整有效的井控和防喷设施, 关键部位应安装有温度和压力报警装置, 并设置了相应的应急关断系统, 在钻井期间按照作业进度定期进行井控演习;</p> <p>3) 在钻台、泥浆池、振动筛等地方安装有固定式烃类气体探测器。</p> <p>建设单位针对该油气田制定了相应的应急计划纳入了现有溢油应急体系, 并获得国家海洋主管部门的备案。</p> <p>1) PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1DPPB 平台周围渔业环境敏感时期为 3~9 月份, 调整钻井时间为 1~3 月和 10~12 月, 避开了渔业环境的敏感期;</p> <p>2) 相关渔业补偿措施已于 2016 年 7 月份与分公司项目一起落实执行完毕。</p>
<p>《番禺 4-2 油田 WHP/DPP、番禺 5-1 油田 DPP 平台 10 口调整井工程环境影响报告表》(2018 年)</p>	<p>《关于番禺 4-2 油田 WHP/DPP、番禺 5-1 油田 DPP 平台 10 口调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2019]4 号)</p>	<p>(1) 污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。油基泥浆运回陆地交由有资质的单位处理, 含油量不超过 8%的钻屑和泥浆应符合国家标准方可排放, 含油量超过 8%的钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理; 船舶含油污水运回陆地处理; 生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理; 生活污水、含油生产水经处理达标后方可排海。</p> <p>(2) 严格执行作业规程和安全规程, 加强随钻监测, 配备安全有效的防喷设备和良好压井材料及井控设备, 制定有针对性的井预案。</p>	<p>1) 钻井阶段采用水基钻井液, 含油钻屑和钻井液含油量均小于 8%, 钻完后按要求排放;</p> <p>2) 含油生产水按要求排放;</p> <p>3) 生产垃圾(废弃零件、器材、油棉纱、油泥、空容器等约 745t/a)、除食品废弃物以外的生活垃圾和机舱含油污水运回陆地由广州绿由工业弃置废物回收处理有限公司处理, 其 HW08 类危废处理能力为 5 万 t/a, 处理可行。</p> <p>1) 钻井部门制定详细的钻井作业规范;</p> <p>2) 现场配备有完整有效的井控和防喷设施, 关键部位应安装有温度和压力报警装置, 并设置了相应的应急关断系统, 在钻井期间按照作业进度定期进行井控演习;</p> <p>3) 在钻台、泥浆池、振动筛等地方安装有固定式烃类气体探测器。</p>

		<p>(3) 切实落实环境风险防范措施, 编制溢油应急苑, 并纳入原油的溢油应急计划。发生溢油事故时, 应当立即启动溢油应急计划, 采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响, 并按照规定立即报告我部, 及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>建设单位针对该油气田制定了相应的应急计划纳入了现有溢油应急体系, 并获得国家海洋主管部门的备案。</p>
		<p>(4) 切实落实生态环境保护措施, 合理安排施工作业时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率, 钻井液和钻屑排放避开工程所在海域主要经济鱼类产卵盛期(4-6月), 最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>	<p>1) PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1DPPB 平台周围渔业环境敏感时期为 4~6 月份, 调整钻井时间为 1~3 月和 10~12 月, 避开了渔业环境的敏感期; 2) 相关渔业补偿措将在调整井项目施工完成后分公司项目一起落实执行完毕。</p>
<p>《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田 11 口调整井工程环境影响报告表》(2019 年)</p>	<p>《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田 11 口调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2019]150 号, 见附件 22)。</p>	<p>污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、含油量超过 8% 的谁基钻井液和钻屑应运回陆地交由资质的单位处理。船舶机舱含油污水运回陆地处理。洗井废水、生活污水、含有生产水处理达标后方可排海, 其中, 含油生产水排放总量不得超过原环评批复总量。除符合标准要求的食品废弃物外, 其他生活垃圾、生产垃圾应分类收集运回陆地处理</p>	<p>1) 钻井阶段采用水基钻井液, 含油钻屑和钻井液含油量均小于 8%, 钻完后按要求排放; 2) 含油生产水按要求排放; 3) 生产垃圾(废弃零件、器材、油棉纱、油泥、空容器等约 645.63t/a)、除食品废弃物以外的生活垃圾和机舱含油污水运回陆地由广州绿由工业弃置废物回收处理有限公司处理, 其 HW08 类危废处理能力为 5 万 t/a, 处理可行。 4) 本工程投产后 PY4-2/5-1 油田含油生产水排放总量为 6686.15 × 10⁴m³, 未超过已批复的《番禺 10-2/5/8 油田调整工程环境影响报告书》中的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水的总量指标 7100 万 m³/a。</p>
		<p>(2) 严格执行作业规程和安全规程, 加强随钻监测, 配备安全有效的防喷设备和良好压井材料及井控设备, 制定有针对性的井预案。</p>	<p>1) 钻井部门制定详细的钻井作业规范; 2) 现场配备有完整有效的井控和防喷设施, 关键部位应安装有温度和压力报警装置, 并设置了相应的应急关断系统, 在钻井期间按照作业进度定期进行井控演习; 3) 在钻台、泥浆池、振动筛等地方安装有固定式烃类气体探测器。</p>
		<p>(3) 切实落实环境风险防范措施, 修改完善油田原油的溢油应急计划, 经本工程纳入其中。发生溢油事故时, 应当立即启动溢油应急计划, 采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响, 并按照规定立即报告我部珠江流域南海海域生态环境监督管理局, 并视情况及时通</p>	<p>建设单位针对该油气田制定了相应的应急计划纳入了现有溢油应急体系。</p>

	报广东省渔业、海事部门和中国海警局直属第三分局。	
	(4) 切实落实生态环境保护措施, 合理安排施工作业时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率, 钻井液和钻屑排放避开工程所在海域主要经济鱼类产卵盛期(4-6月), 最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	1) 在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 和 PY10-2WHPA 平台周围渔业环境敏感时期为 4~6 月份, 调整钻井时间为 1~3 月和 10~12 月, 避开了渔业环境的敏感期; 2) 相关渔业补偿措施将在调整井项目施工完成后分公司项目一起落实执行完毕。

表 2.2-7 油田历次新建、改扩建工程实施情况

历次新建、改扩建工程环评	批复文号	批复的与拟建工程相关内容	工程建设情况	验收批复情况
《PY4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书》(2001 年)	《关于番禺 4-2、5-1 油田开发工程环境影响报告书的批复》(国海环字[2001]353 号)	(1) 相关平台(新建): PY4-2WHP 平台; PY5-1WHP 平台; “友谊号” FPSO。 (2) 相关海底管道(新建): PY4-2WHP 平台~FPSO 双层保温混输管线; PY5-1WHP 平台~FPSO 双层保温混输管线。 (3) 相关海底电缆(新建): PY4-2WHP 平台~FPSO 海底电缆; PY5-1WHP 平台~FPSO 海底电缆。	批复的相关平台、相关管道电缆均已建成。	《关于番禺 4-2、5-1 油田环境保护设施竣工验收的复函》(国海环字[2006]135 号)
《番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书》(2006 年)	《关于番禺 4-2、5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2006]230 号)	(1) 改造工程: 对 PY4-2WHP 和 PY5-1WHP 井口平台的生产水处理系统进行改造; 电气系统改造: PY4-2 增加 6 口井的地面控制设备设计, PY5-1 增加 8 口井的控制设备; 有关公用系统进行相应调整。	批复的相关改造工程已建成。	《关于番禺 4-2、5-1 油田环保设施检查的复函》(国海环字[2007]739 号) 《关于番禺 4-2,5-1 油田生产水处理系统改造工程环保设施竣工验收的复函》(国海环字[2009]166 号)
《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》(2010 年)	《关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2011]108 号)	(1) 相关平台(新建): 新建 1 座 PY4-2DPPA 平台; 新建 1 座 PY5-1DPPB 平台。 (2) 相关海底管道(新建): 新建 1 条 PY4-2DPPA 平台至 PY4-2WHP 平台现有管线三通, 双层保温混输管线; 新建 1 条 PY5-1DPPB 平台至 PY5-1WHP 平台现有	批复的相关平台、相关管道电缆均、侧钻井已建成。	《国家海洋局关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2012]821 号) 《国家海洋局关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字

		<p>管线三通，双层保温混输管线。</p> <p>(3) 调整井： PY4-2WHP 平台：侧钻 17 口生产井； PY5-1WHP 平台：侧钻 16 口生产井。</p>		[2014]255 号)
《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》(2012 年)	《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2013]273 号)	<p>(1) 相关平台(新建)： PY10-2WHPA 平台。</p> <p>(2) 相关海底管道(新建)： PY10-2WHPA 平台~PY4-2DPPA 平台双层保温混输管道。</p> <p>(3) 相关海底电缆(新建)： PY4-2DPPA 平台~PY10-2WHPA 平台海底复合电缆。</p> <p>(4) 改造工程： 在 PY4-2DPPA 平台新增番禺 10-5/8 生产计量管汇、番禺 10-5/8 界面计量分离器、番禺 10-5/8 化学药剂注入橇、番禺 10-2 界面计量分离器、PY4-2DPPA 清管球发球筒、清管球收球筒及原油外输预增压泵。</p>	批复的 PY10-2WHPA 井口平台、相关管道电缆、改造工程均已建成。	<p>□《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2014]387 号)</p> <p>《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2015]105 号)</p>
《番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程环境影响报告表》(2014 年)	《国家海洋局关于番禺 4-2/5-1 油田 PY4-2DPPA 平台调整井工程环境影响报告表核准意见的批复》(国海环字[2014]363 号)	(1) PY4-2DPPA 平台：6 口生产井，均利用预留井槽钻井。	批复的调整井均已建成。	该工程不涉及验收
《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 10 口调整井工程环境影响报告表》(2016 年)	《国家海洋局关于番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田 10 口调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2016]320 号)	<p>(1) PY4-2WHP 平台：4 口生产井，均为老井侧钻；</p> <p>(2) PY4-2DPPA 平台：1 口生产井，均为老井侧钻；</p> <p>(3) PY5-1WHP 平台：1 口生产井，均为老井侧钻；</p> <p>(4) PY5-1DPPB 平台：4 口生产井，均为老井侧钻；</p>	批复的调整井正按钻井计划实施。	该工程不涉及验收
《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油	《国家海洋局关于番禺 4-2 油田、番禺 5-1	(1) PY4-2WHP 平台：1 口生产井，均为老井侧钻；	批复的调整井正按钻井计划实施。	该工程不涉及验收

田 6 口调整井工程环境影响报告表》(2017 年)	油田 6 口调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]119 号)	(2) PY4-2DPPA 平台: 1 口生产井, 均为老井侧钻; (3) PY5-1DPPB 平台: 4 口生产井, 1 口利用预留井槽钻井, 其他为老井侧钻;		
《番禺 4-2 油田 WHP/DPP、番禺 5-1 油田 DPP 平台 10 口调整井工程环境影响报告表》(2018 年)	《关于番禺 4-2 油田 WHP/DPP、番禺 5-1 油田 DPP 平台 10 口调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2019]4 号)	(1) PY4-2WHP 平台: 2 口生产井, 均为老井侧钻; (2) PY4-2DPPA 平台: 5 口生产井, 1 口利用预留井槽钻井, 其他为老井侧钻; (3) PY5-1DPPB 平台: 3 口生产井, 1 口利用预留井槽钻井, 其他为老井侧钻;	批复的调整井正按钻井计划实施。	该工程不涉及验收
《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田 11 口调整井工程环境影响报告表》(2019 年)	《番禺 4-2 油田、番禺 5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田 11 口调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2019]150 号, 见附件 22)。	(1) PY4-2WHP 平台: 1 口调整井, 均为生产井, 均利用老井侧钻; (2) PY4-2DPPA 平台: 3 口调整井, 均为生产井, 均利用老井侧钻; (3) PY5-1WHP 平台: 3 口调整井, 均为生产井, 均利用老井侧钻; (4) PY5-1DPPB 平台: 1 口调整井, 均为生产井, 均利用老井侧钻; (5) PY10-2WHPA 平台: 3 口调整井, 均为生产井, 其中 2 口利用老井侧钻, 1 口利用剩余井槽。	批复的调整井正按钻井计划实施。	该工程不涉及验收

2.2.3.2 溢油应急计划及相关批复

《中海石油（中国）有限公司番禺作业公司溢油应急计划》已于 2017 年 6 月 21 日获得了原国家海洋局的审查批准及备案（见附件 20）。

2.2.3.3 环保设施的改造更新情况回顾

番禺 4-2/5-1 油田在 2010 年编制了《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》，该项目中环保设施的改造更新情况见表 2.2-8。

表 2.2-8 番禺 4-2/5-1 油田改造前后工程变化情况一览表

项目	改造前	改造后	备注	
《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》（2010 年）				
环保设施变化情况	生活污水处理设施	PY4-2WHP 和 PY5-1WHP 平台均设有一套生活污水处理设施	PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台均设有一套生活污水处理设施	PY4-2DPPA 和 PY5-1DPPB 平台各新增一套生活污水处理设施
	开闭排系统	PY4-2WHP 和 PY5-1WHP 平台均设有一套开闭排系统	PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台均设有一套开闭排系统	PY4-2DPPA 和 PY5-1DPPB 平台各新增一套开闭排系统
	含油生产水处理系统	PY4-2WHP 和 PY5-1WHP 平台均设有一套含油生产水处理系统	PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台均设有一套含油生产水处理系统	PY4-2DPPA 和 PY5-1DPPB 平台各新增一套含油生产水处理系统

2.2.3.4 环保设施运行情况

（1）废水排放与达标分析

目前，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台、HYSY111 FPSO 环保设施运行情况良好，生活污水处理装置运行正常，各平台生产水在本平台处理达标后排海，未出现生产水非正常工况排海的情况。

根据 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台、HYSY111 FPSO 生产水和生活污水的环境监测报表中的监测数据（见表 2.2-9 和表 2.2-10 注：2018 年 5-6 月份为 HYSY111 FPSO 进坞大修时期，全油田停产）。

表 2.2-10 和表 2.2-10 可知：生产水处理设施处理效果良好，排海石油类含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ 的标准要求；生活污水经处理后 COD 含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准 $\leq 500\text{mg/L}$ 。

在拟建工程调整井投产后，番禺作业公司将密切监视平台生活污水处理装置运行效果。当装置不满足处理需求时，将通过升级改造、更换的方式，确保生活污水处理装置满足要求。

各平台生产水的生物毒性检测由广东宇南检测技术有限公司检测（每月一次），生产水含油浓度由广东宇南检测技术有限公司检测；各平台上均建有化验室，油轮上有专职化验员，平台上都是由生产操作人员兼职，均参加化验员培训且经考试合格后获得资质证书。化验室内配备以下环境监测设备或仪器：a. 含油分析仪 INFRACAL HATR-T2，各两台，一用一备，用于测定污水含油浓度；b. 常规化学分析仪器，用于水样的前处理；c.天平；d.冰箱；e.电热、干燥和电器控制设备等。

各平台排海生活污水由广东宇南检测技术有限公司检测，按照相关规定每月取样一次送检。

表 2.2-9 各平台和依托设施的生产水监测结果（近三年）

时间	生产水（石油类）排放量（m ³ ）和监测值（mg/L）									
	PY4-2WHP 平台		PY4-2DPPA 平台		PY5-1WHP 平台		PY5-1DPPB 平台		HYSY111FPSO	
	排放量	监测值	排放量	监测值	排放量	监测值	排放量	监测值	排放量	监测值
2017年1月	1204146	12	1296851	12.2	1237936	12	1059723	12.0	511442	13.4
2017年2月	466487	12.8	1111160	14.4	1137571	8.7	960281	8.7	466487	3.7
2017年3月	1223362	1.7	1259643	1.4	1267032	11.22	1066865	11.22	523758	0.6
2017年4月	1186351	3.2	1246841	1.9	1223977	8.4	1059743	8.4	493592	2.4
2017年5月	1221625	21.9	1297867	18.5	1244634	2.2	1116687	1.7	522459	2.9
2017年6月	1180485	2.8	1277268	4.2	1191407	1.2	1091806	1.2	512276	4.7
2017年7月	1176854	3.5	1336442	1.5	1189021	1.9	1140400	1.9	518769	6.2
2017年8月	868869	17.2	1099775	4.1	775326	6.9	805608	6.9	387338	8.6
2017年9月	852526	2.6	1152903	25.7	621361	10.12	555364	10.12	352628	5.3
2017年10月	1025429	18.5	1238103	3.23	1087818	5.05	991662	5.05	452053	7.14
2017年11月	1109110	3.04	1381355	2.88	1210530	4.90	1068688	4.90	452668	2.87
2017年12月	1145376	0.77	1428959	0.22	363295	3.29	1129600	3.29	380180	2.3
2018年1月	1147811	3.5	1482751	2.42	1263389	4.42	1115853	3.34	422073	1.59
2018年2月	1042736	1.04	1381897	1.22	1137953	3.54	1005966	2.52	387589	1.43
2018年3月	1162658	1.22	1580971	1.81	1251096	2.29	1134184	2.45	434643	0.69
2018年4月	520461	2.36	710749	1.67	443101	3.43	393546	2.67	186771	1.83
2018年5月	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2018年6月	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2018年7月	3048	/	5397	/	10868	/	7301	/	2021	/
2018年8月	1067395	1.21	1471569	0.24	1116769	2.35	1000960	2.40	507087	2.74
2018年9月	773578	14.01	1043659	1.41	878354	2.11	801858	8.31	376206	16.36
2018年10月	1097204	1.96	1508069	4.3	1310429	8.27	1108539	1.82	475980	5.15
2018年11月	1002967	1.25	1473727	7.5	1218315	2.37	1067284	3.12	449679	25.1
2018年12月	1151452	5.32	1585565	1.79	1325671	11.4	1251843	10.8	466630	4.03
2019年1月	1190359	6.34	1582453	5.29	1301563	7.01	1234901	2.42	391892	10.2
2019年2月	1076798	11.2	1439693	7.01	1171233	8.14	1117229	8.74	347924	3.8
2019年3月	1179255	9.51	1600074	1.19	1285730	2.59	1266428	6.33	376133	13.3
2019年4月	1155896	0	1587502	9.87	1232056	6.58	1222916	0.36	404343	11.1
2019年5月	1194595	5.12	1631616	2.18	1277907	3.05	1260600	6.26	433056	8.66

2019年6月	1120741	4.51	1552719	0.06	830886.3	1.98	1258665	9.34	407122	1.07
2019年7月	1208810	3.63	1538617	0.25	1153295	3.1	1270630	1.84	526057	6.54
2019年8月	1169236	1.12	1553868	1.95	1173997	0.16	1262824	2.9	551651	5.68
2019年9月	1168852	3.16	1546210	0.94	1150853	4.15	1243463	1.35	519602	6.6
2019年10月	1192828	2.97	1542698	1.27	1121479	2.22	1300478	4.06	515716	9.88
2019年11月	1083994	13.6	1427547	3.27	1077071	11.4	1248815	3.14	509795	6.59
2019年12月	1071061	8.54	1453127	1.65	1136340	2.62	1298760	5.97	526370	1.38
2020年1月	1126631	1.1	1545796	0.34	1293226	3.35	1314206	2.11	530736	6.6
2020年2月	1091286	0.58	1538969	0.85	1242780	3.43	1328237	1.62	488593	6.07
2020年3月	1118933	0.81	1673073	3.37	1339187	5.31	1494441	4.89	468543	4.54
2020年4月	1069339	5.12	1701105	7.36	1163103	1.6	1431221	4.89	476260	16.3

注：2018年5-6月份为HYSY111 FPSO进坞大修时期，全油田停产。

表 2.2-10 各平台和依托设施的生活污水监测结果（近三年）

时间	生活污水（COD）排放量（m3）和监测值（mg/L）									
	PY4-2WHP 平台		PY4-2DPPA 平台		PY5-1WHP 平台		PY5-1DPPB 平台		HYSY111 FPSO	
	排放量	监测值	排放量	监测值	排放量	监测值	排放量	监测值	排放量	监测值
2017年1月	472	100	387	38	372	39	372	39	471	43
2017年2月	400	194	410	17.2	286	43	286	43	393	90
2017年3月	488	88.1	587	29.6	333	122	333	122	584	129
2017年4月	364	322	343	44.9	295	80.6	295	240	598	183
2017年5月	535	24	454	57	292	102	292	102	578	479
2017年6月	582	153	563	26	312	195	312	195	889	192
2017年7月	646	149	497	13.1	632	86.1	632	86.1	911	196
2017年8月	538	148	393	39.4	443	196	443	196	490	350
2017年9月	633-	49.8	450	23.5	465	345.5	465	346	535	199
2017年10月	685	136.8	515	46.6	359	28	359	28	659	201.9
2017年11月	700	211.5	544	89.5	463	266.8	463	267	957	55.3
2017年12月	763	25.3	636	29	377	80.4	377	80.4	964	199
2018年1月	632	75.8	404	50.8	472	242	769	80	388	285
2018年2月	480	92.8	247	42.7	236	178	326	338	283	17.2
2018年3月	603	182	411	225	377	39	649	282	384	488
2018年4月	599	86	455	139	451	90.2	652	240	361	389

2018年5月	672	76	619	118	464	124	809	183	/	/
2018年6月	674	53.2	518	337	477	38.2	737	230	/	/
2018年7月	843	113	537	133	560	181	868	195	133	/
2018年8月	799	277	509	198	486	459	1022	210	269	288.4
2018年9月	544	237	323	125	337	105	513	154	199	133
2018年10月	676	182	545	117	466	400	940	157	285	194
2018年11月	304	358	487	148	543	68.3	773	295	227	116
2018年12月	588	80.8	510	108	539	262	675	173	328	244
2019年1月	548	111	429	180	461	236	567	221	312	162
2019年2月	387	22.2	313	163	285	61.7	543	90.2	265	366
2019年3月	506	40.6	787	102.3	581	85.8	893	42.1	273	295
2019年4月	615	30.7	565	29.3	457	204	609	30.7	289	67
2019年5月	556	83.2	699	54.4	537	169	701	160	282	103
2019年6月	533	62.6	603	26.2	4599	195	688	11.7	290	370
2019年7月	629	110	485	118	462	438	607	252	296	114
2019年8月	710	146	640	26	530	144	758	320	303	50
2019年9月	569	16	708	12	602	60	770	22	305	64
2019年10月	646	118	314	28	581	151	943	188	295	60
2019年11月	745	144	807	100	615	55	911	117	288	184
2019年12月	670	26	772	109	622	47	756	138	300	20
2020年1月	375	10	758	167	398	115	901	104	285	473
2020年2月	319	30	648	99	259	86	749	109	221	25
2020年3月	757	17	391	369	696	52	387	219	273	146
2020年4月	603	17	366	33	491	65	399	255	250	465

(2) 历年废水排放量和污染排放量与总量控制指标符合性分析

番禺油田近几年含油生产水及石油类、COD 排放量见表 2.2-11。由表 2.2-11 可以看出, 2003~2013 年含油生产水及石油类排放量未超过原(《番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告》)的含油生产水、石油类总量指标, 即生产水最高排放量为 $6998 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 石油烃最高排放量为 1399.5t/a。

2014 年番禺 4-2、5-1 油田调整工程正式投产, 根据《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》: 将石油类的控制指标维持原国家海洋局 2006 年核准的水平不变(1399.5t/a), 即月均排放浓度 $\leq 20 \text{mg/L}$ 时, 生产水最高排放量为 $6998 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$; 将生活污水 COD 设计产生量作为本工程投产后的总量控制指标(19.2t/a)。由表 2.2-11 可以看出, 2014 年含油生产水、石油类和 COD 排放量未超过原(《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》)的含油生产水、石油类和 COD 总量指标, 即生产水最高排放量为 $6998 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 石油烃最高排放量为 1399.5t/a, COD 最高排放量为 19.2t/a。

2015 年番禺 10-2/5/8 油田调整工程正式投产, 根据《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2013]273 号), 番禺 10-2/5/8 油田开发工程投产后, 番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量不得超过 $7100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 石油烃排放总量不得超过 1420t/a。由表 2.2-11 可以看出, 至 2019 年含油生产水、石油类和 COD 排放量未超过含油生产水、石油类和 COD 总量指标, 即生产水最高排放量为 $7100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 石油烃最高排放量为 1420t/a, COD 最高排放量为 19.2t/a。

表 2.2-11 2003 年~2019 年番禺 4-2/5-1 油田排海污染物统计

年度	生产水 (m ³)	石油烃 (t)	COD (t)
2003	72235	2	-
2004	3451628	84	-
2005	6827979	139	6.2
2006	9506848	190	6.71
2007	16228423	336	5.93
2008	19450978	289	5.75
2009	21803341	249	6.23
2010	25588003	268	5.9
2011	27584321	271	7.29
2012	27064056	276	7.01
2013	37336715	181	9.73
2014	46977753	536	8.26
2015	55958105	610	8.38
2016	43679800	504	6.40
2017	52560768	500	3.21
2018	43765622	543.2	6.67
2019	66676329	844	4.79

注:“-”表示没有收集到资料

(3) 环保问题

原有工程无环保问题，不需要整改。

2.2.4 拟建项目工程概况

2.2.4.1 调整井工程基本情况

本次实施调整井 18 口，全部为生产井，均利用老井侧钻，具体分布如下：

PY4-2WHP 平台共 20 个井槽，其中生产井 20 口，无预留井槽。本次实施 3 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；

PY4-2DPPA 平台共 35 个井槽，其中生产井 35 口，无预留井槽。本次实施 5 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；

PY5-1WHP 平台共 20 个井槽，其中生产井 20 口，无预留井槽。本次实施 4 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；

PY5-1DPPB 平台共 35 个井槽，其中生产井 35 口，无预留井槽。本次实施 6 口调整井，均为生产井，均利用老井侧钻；

本次调整井计划详见表 2.2 - 12，调整井基本参数见表 2.2-13，切割回收套管后裸眼侧钻井身结构图见图 2.2 - 8，套管开窗侧钻井身结构图见图 2.2 - 9，井槽布置示意图见图 2.2 - 10~图 2.2 - 13。

表 2.2 - 12 平台调整井计划

油田	平台	调整前井数	调整井井名	调整井数	调整后井数	备注
PY4-2 油田	PY4-2WHP 平台	20 口生产井	PY4-2-A15H2 PY4-2-A08H1 PY4-2-A07H1	3 口	20 口生产井	均利用老井侧钻
	PY4-2DPPA 平台	35 口生产井	PY4-2-B24H1 PY4-2-B04H2 PY4-2-B29H1 PY4-2-B27H1 PY4-2-B15H2	5 口	35 口生产井	均利用老井侧钻
PY5-1 油田	PY5-1WHP 平台	20 口生产井	PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2 PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1 PY11-6-A3H1 PY5-1-A09H2	4 口	20 口生产井	均利用老井侧钻
	PY5-1DPPB 平台	35 口生产井	PY5-1-B14H1 PY5-1-B22H1 PY5-1-B23H1 PY5-1-B09H1 PY5-1-B18H1 PY5-1B17H2	6 口	35 口生产井	均利用老井侧钻

合计	18 口	均利用老井侧钻
----	------	---------

表 2.2-13 调整井基本参数

平台名称	井名	井深 (m)	井眼尺寸 (in)	套管尺寸 (in)
PY4-2WHP 平台	PY4-2-B24H1	█	█	█
	PY4-2-B04H2	█	█	█
	PY4-2-B29H1	█	█	█
	PY4-2-B27H1	█	█	█
	PY4-2-B15H2	█	█	█
PY5-1WHP 平台	PY4-2-A15H2	█	█	█
	PY4-2-A08H1	█	█	█
	PY4-2-A07H1	█	█	█
PY5-1WHP 平台	PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2	█	█	█
	PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1	█	█	█
	PY11-6-A3H1	█	█	█
	PY5-1-A09H2	█	█	█
PY5-1DPPB 平台	PY5-1-B14H1	█	█	█
	PY5-1-B22H1	█	█	█
	PY5-1-B23H1	█	█	█
	PY5-1-B09H1	█	█	█
	PY5-1-B18H1	█	█	█
	PY5-1-B17H2	█	█	█

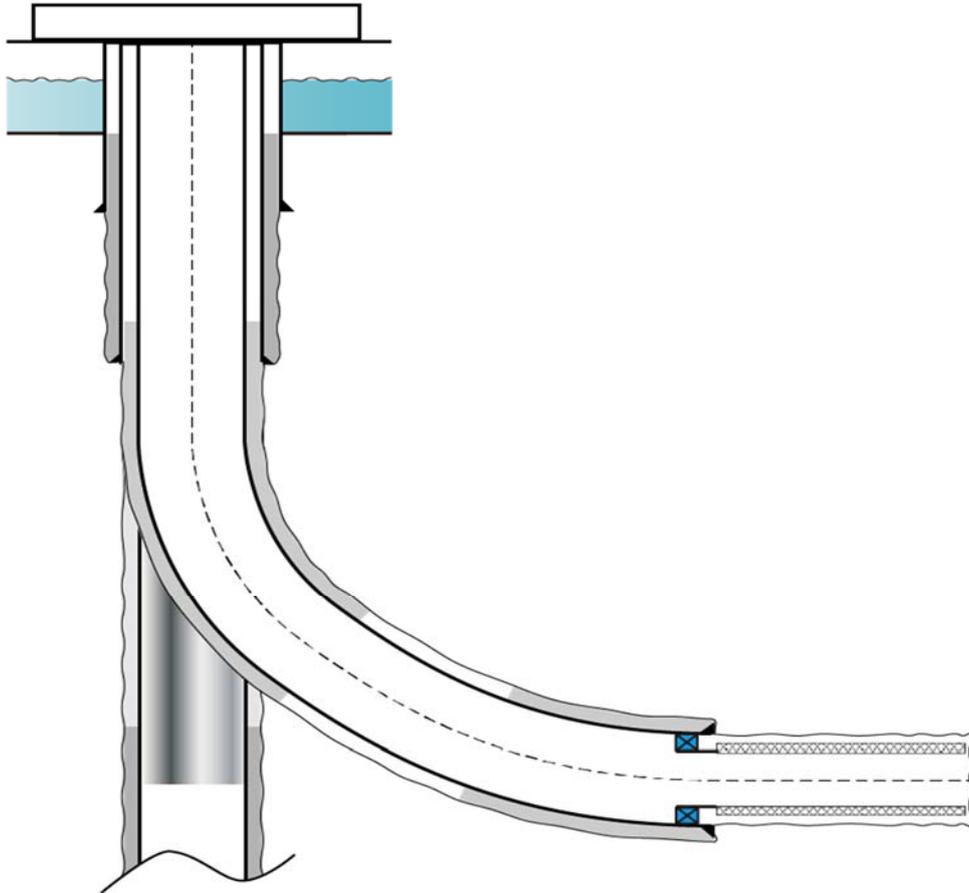


图 2.2 - 8 切割回收套管后裸眼侧钻井身结构图

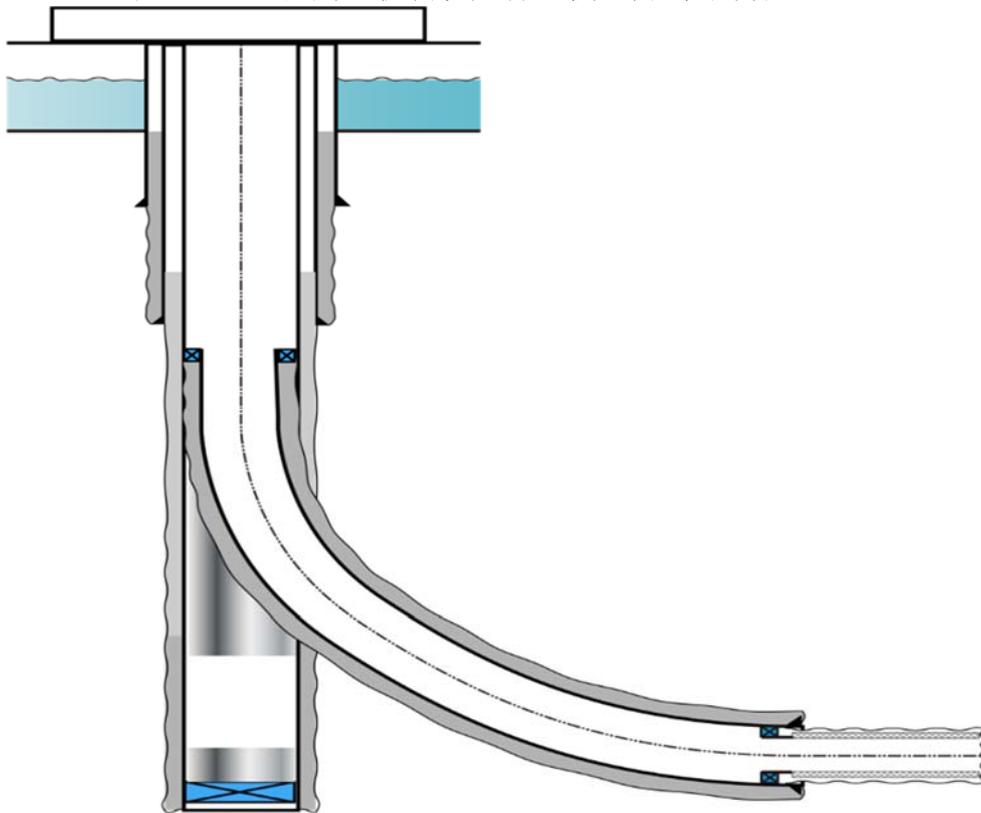


图 2.2 - 9 套管开窗侧钻井身结构图

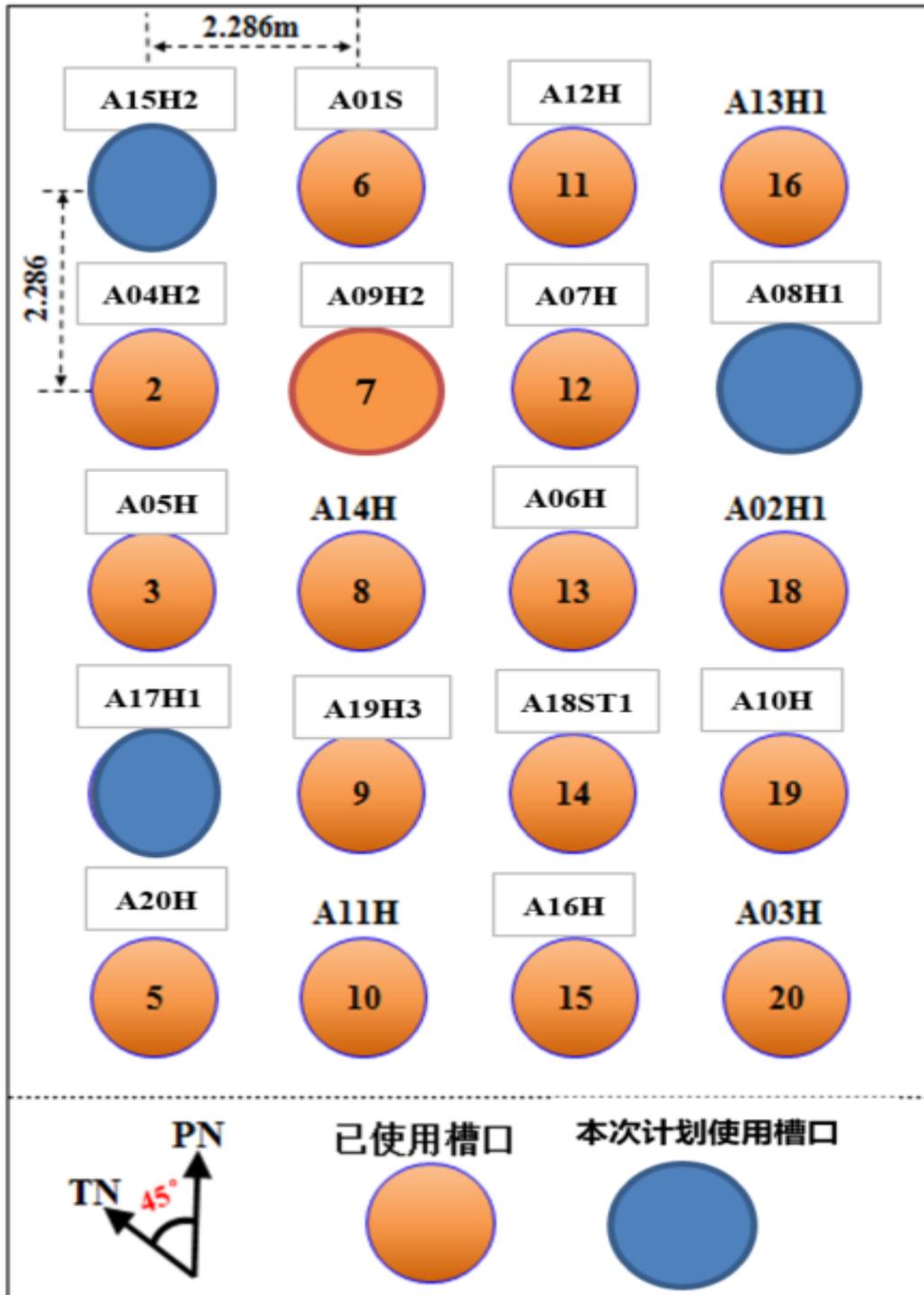


图 2.2 - 10 PY4-2WHP 平台井槽布置示意图

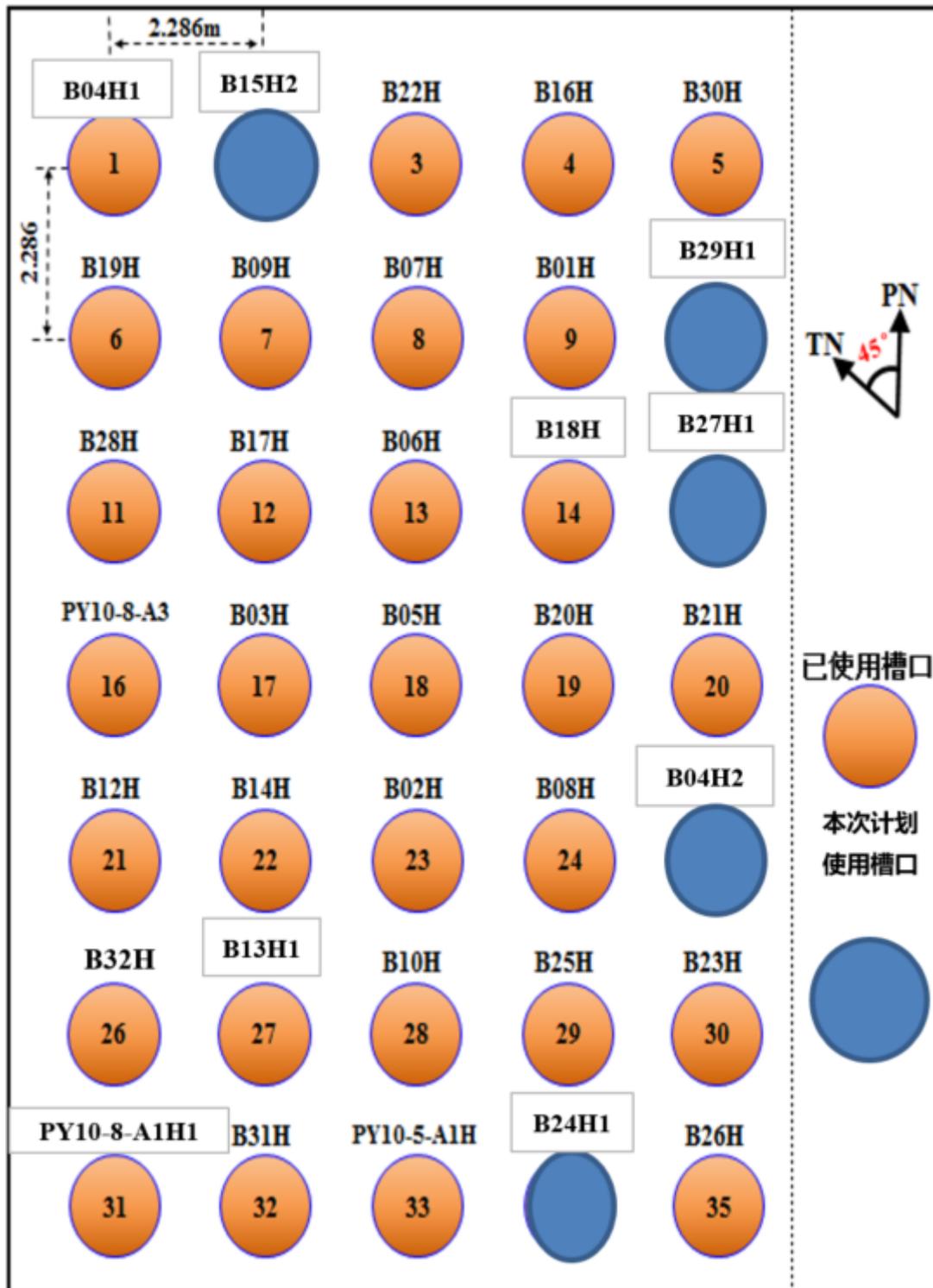


图 2.2 - 11 PY4-2DPPA 平台井槽布置示意图

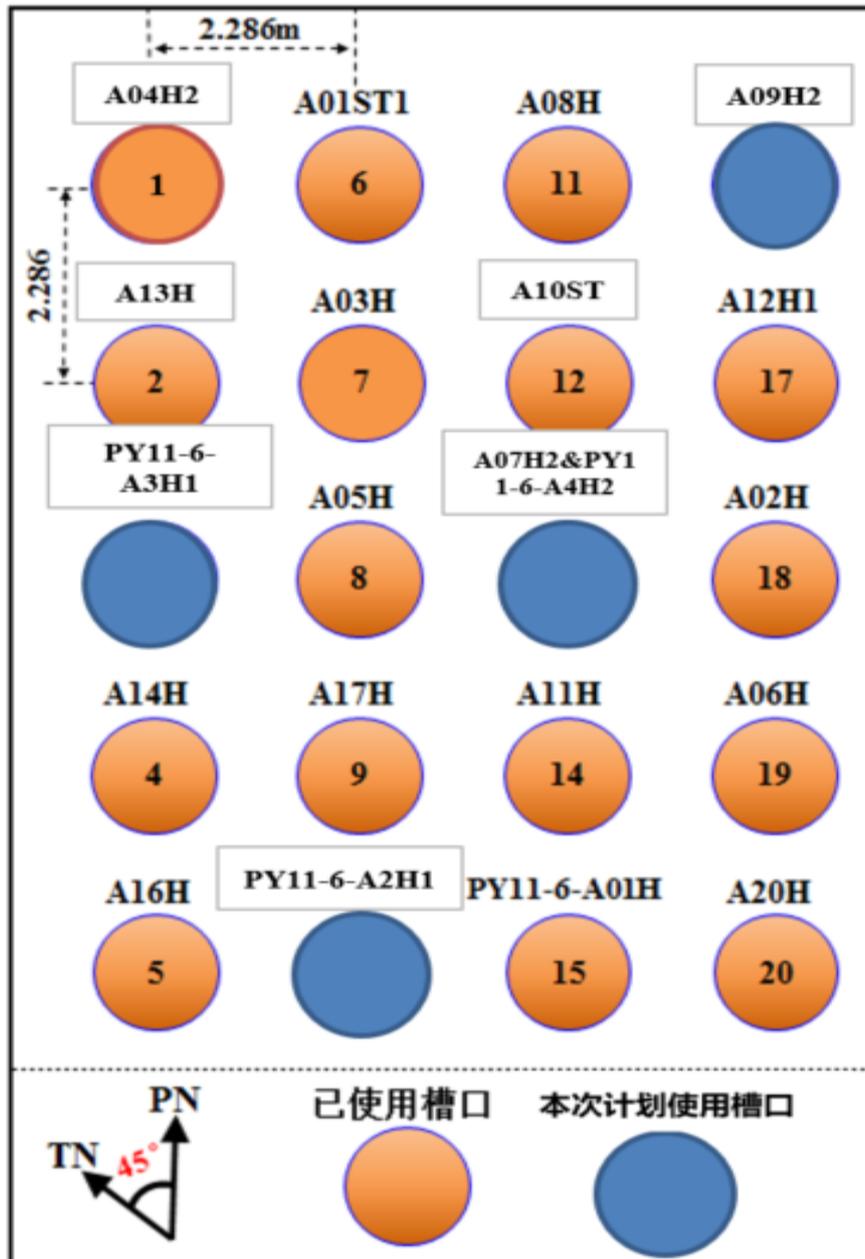


图 2.2 - 12 PY5-1WHP 平台井槽布置示意图

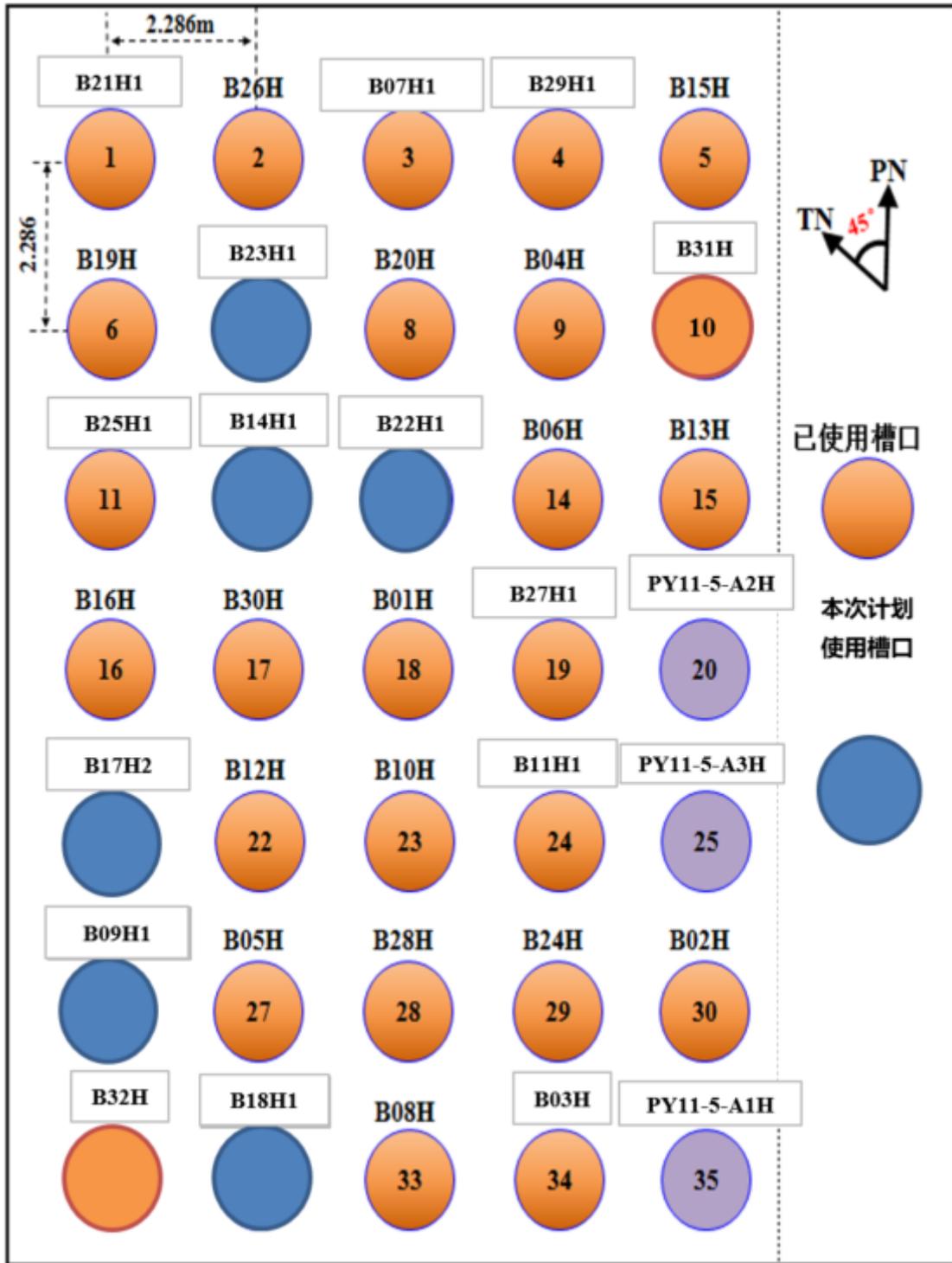


图 2.2 - 13 PY5-1DPPB 平台井槽布置示意图

2.2.4.2 原油性质

番禺 4-2/5-1/11-6 油田原油性质见表 2.2 - 14。

表 2.2 - 14 地面原油性质表

油田开采基本参数	番禺 4-2 油田	番禺 5-1 油田	番禺 11-6 油田
原油密度 (g/cm ³) (20℃)	████████	████████	████████
粘度 (mPa·s) (50℃)	████████	████████	████████

含硫量 (%)	████████	████████	████████
含蜡量 (%)	████████	████████	████████
胶质 (%)	████████	████████	████████
沥青质 (%)	████████	████████	████████
凝固点 (°C)	████████	████████	████████
气油比	████████	████████	████████

番禺 4-2/5-1/11-6 油田气体组分见表 2.2 - 15。

表 2.2 - 15 天然气组分

组分	番禺 4-2 油田	番禺 5-1 油田	番禺 11-6 油田
	摩尔百分数 (%)		
CO2	████████	████████	████████
N2	████████	████████	████████
C1	████████	████████	████████
C2	████████	████████	████████
C3	████████	████████	████████
I-C4	████████	████████	████████
N-C4	████████	████████	████████
iC5	████████	████████	████████
nC5	████████	████████	████████
C6+	████████	████████	████████

2.2.4.3 油田配产预测

本次 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台调整井配产预测及调整井投产前后，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPP 平台配产预测见表 2.2-16~表 2.2-19。拟建工程 18 口调整井投产前后 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 4 个平台配产预测汇总见表 2.2-20，调整井投产后各平台向 HYSY111 FPSO 油水输送量预测见表 2.2-21，调整井投产前后 HYSY111 FPSO 处理量预测见表 2.2-22。18 口调整井实施后的新增产能：油 ██████ $\times 10^4\text{m}^3$ (2022 年)，含油生产水 ██████ $\times 10^4\text{m}^3$ (2030 年)，液 ██████ $\times 10^4\text{m}^3$ (2030 年)；18 口调整井投产后，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台最大总产能：油 ██████ $\times 10^4\text{m}^3$ (2022 年)，含油生产水 ██████ $\times 10^4\text{m}^3$ (2025 年)，液 ██████ $\times 10^4\text{m}^3$ (2025 年)。

表 2.2-16 本次 PY4-2WHP 平台 3 口调整井及投产前后 PY4-2WHP 平台配产指标预测

时间	现有工程产能						本次调整井新增产能						本工程投产后产能					
	日均产能			年均产能			日均产能			年均产能			日均产能			年均产能		
	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³
2020																		
2021																		
2022																		
2023																		
2024																		
2025																		
2026																		
2027																		
2028																		
2029																		
2030																		

表 2.2-17 本次 PY4-2DPPA 平台 5 口调整井及投产前后 PY4-2DPPA 平台配产指标预测

时间	现有工程产能						本次调整井新增产能						本工程投产后产能					
	日均产能			年均产能			日均产能			年均产能			日均产能			年均产能		
	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³
2020																		
2021																		
2022																		
2023																		
2024																		
2025																		
2026																		
2027																		
2028																		
2029																		

2030																			
------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

表 2.2-18 本次 PY5-1WHP 平台 3 口调整井及投产前后 PY5-1WHP 平台配产指标预测

时间	现有工程产能						本次调整井新增产能						本工程投产后产能					
	日均产能			年均产能			日均产能			年均产能			日均产能			年均产能		
	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³
2020																		
2021																		
2022																		
2023																		
2024																		
2025																		
2026																		
2027																		
2028																		
2029																		
2030																		

表 2.2-19 本次 PY5-1DPPB 平台 7 口调整井及投产前后 PY5-1DPPB 平台配产指标预测

时间	现有工程产能						本次调整井新增产能						本工程投产后产能					
	日均产能			年均产能			日均产能			年均产能			日均产能			年均产能		
	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³
2020																		
2021																		
2022																		
2023																		
2024																		
2025																		
2026																		
2027																		
2028																		

2030																		
------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

表 2.2-22 拟建工程 18 口调整井投产前后 HYSY111 FPSO 处理量预测

时间	现有工程产能						本次调整井新增处理量						本项目投产后 HYSY111FPSO 处理量					
	日均产能			年均产能			日均产能			年均产能			日均产能			年均产能		
	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液	油	水	液
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³
2020																		
2021																		
2022																		
2023																		
2024																		
2025																		
2026																		
2027																		
2028																		
2029																		
2030																		

(FPSO 接收来自 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 4 个平台输送的产液)

2.2.4.4 施工建设方案

本次在番禺 4-2/5-1 油田群实施 18 口调整井，均利用老井侧钻，计划从 2020 年 10 月开始施工。

(1) 拟建 18 口侧钻井的原井的处理方式

本工程老井槽侧钻的 18 口调整井侧钻前，需要对原井进行弃井作业，弃井作业结束后转入钻井作业。封井段按照《海洋弃井作业规范》(SY/T 6845-2011) 和《海洋石油弃井规范》(Q/HS 2025-2010) 的要求进行永久弃井。

本工程弃井施工方案主要为：本次 18 口调整井均是利用老井槽进行侧钻作业，都是水平井。主要有两种侧钻方式。方式一：切割回收 9-5/8" 套管，裸眼侧钻，钻 12-1/4" 井眼，下/固 9-5/8" 套管，钻 8-1/2" 水平段至完钻，下入筛管裸眼完井的方式完成；方式二：在 9-5/8" 套管内开窗侧钻，钻 8-1/2" 井眼，下/固 7" 尾管，钻 6" 水平段至完钻，下入筛管裸眼完井的方式完成。

1) 起出原井上部生产管柱；

2) 下入刮管器，对原井下部完井管柱顶部进行刮管作业，并下入桥塞（水泥承留器），坐封试压合格。

3) 桥塞以下挤注水泥，并试压合格。桥塞以上挤注 30 米水泥塞，试压合格。

4) 对最上部油层以上挤注 100 米水泥塞。

5) 在侧钻点位置挤注侧钻水泥塞，完成弃井，进行侧钻作业。

弃井作业污染物主要为地层水、油层原油以及含部分水基泥浆混合物。不含油的水基泥浆直接排海处理。对地层水和油层原油等含油混合物，回收打入平台生产流程进行处理。

(2) 施工方式

PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台钻完井施工使用修井机钻井。

拟建 18 口侧钻井的施工方式：

1) 侧钻方式：使用斜向器工具进行套管开窗作业。

钻完井过程中普通井段施工采用 PDC 钻头，在有防碰风险的井段使用牙轮钻头进行作业；采用修井机钻井进行钻完井作业。钻井液体系及基本性能见表 2.2-23，钻井液采用环保型水基钻井液，主要成分见表 2.2-24 和表 2.2-25。

表 2.2-23 调整井钻井液体系及基本性能

调整井	井眼类型	定向井定向段/着陆段	水平段
除 PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2、PY5-	钻井液类型	PDF-PLUS/KCL	ULTRAFLO

1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1、PY11-6-A3H1 外的 15 口调整井	密度(g/cm ³)		
	粘度 (s/qt)		
PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2、PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1、PY11-6-A3H1 (大位移井, 油基钻井液)	泥浆类型		
	密度(g/cm ³)		
	粘度 (s/qt)		

表 2.2-24 调整井钻井液主要成分表 (定向井定向段/着陆段)

除 PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2、PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1、PY11-6-A3H1 外的 15 口调整井 (PDF-PLUS/KCL)		PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2、PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1、PY11-6-A3H1 (PDF-MOM)	
成分	加量 (kg/m ³)	成分	加量 (kg/m ³)
海水		MO03	
NaOH		CaCl ₂ 盐水	
Na ₂ CO ₃		PF-HIEMUL	
PF-XC H		PF-HICOAT	
PF-PAC LV		PF-MOALK	
PF-PLUS		PF-MOFAC	
PF-FLO TROL		PF-MOLSF	
KCL		PF-MOLPF H	
PF-FT-1		PF-HIRHEO-A	
PF-LPF H		PF-HIVIS	
PF-LSF		-	-
PF-HLUB		-	-

表 2.2-25 调整井水基钻井液主要成分表 (水平段)

ULTRAFLO 成分	加量 (kg/m ³)
海水	
NaOH	
Na ₂ CO ₃	
KCL	
PF-VIS B	
PF-STARFLO	
PF-MBA	

采用油基钻井液的必要性:

根据拟采用油基钻井液 3 口调整井的井身结构, 分别对 8-1/2" 井段在水基钻井液和油基钻井液钻进的工况下, 进行水力摩阻计算, 得出的结果如下表所示:

经测算, 钻 8-1/2" 井段使用水基钻井液钻进, 使用 5-1/2" DP+4" 钻杆至井底, 最大扭矩 43.2klbfts, 无法满足现在的作业要求;

钻 6" 井段使用水基钻井液钻进, 使用 5-1/2" DP +4" 钻杆至井底, 最大扭矩 45 klbfts, 无法满足现在的作业要求;

钻 8-1/2" 井眼至井底, 使用油基钻井液 5-1/2" DP+4" DP (2500m) 钻进, 至井底, 最大扭矩 35.3klbfts, 能够基本满足设备要求。

钻 6" 井眼至井底, 使用油基钻井液 5-1/2" DP+4" DP (3000m) 钻进, 至井底, 最大扭矩 36klbfts, 能够基本满足设备要求。

表 2.2-26 8-1/2” 井段在使用不同钻井液工况下的摩阻扭矩

井段	钻具	裸眼摩擦系数	套管摩擦系数	井底扭矩 (klbfts)
8-1/2		0.3	0.35	43.2
8-1/2		0.2	0.18	35.3

表 2.2-27 6” 井段在使用不同钻井液工况下的摩阻扭矩

井段	钻具	裸眼摩擦系数	套管摩擦系数	井底扭矩 (klbfts)
6		0.3	0.35	44
6		0.2	0.18	36

综合以上，得出结论：8-1/2”、6” 井段采用油基钻井液。

2) 固井方式:

调整井固井方式采用单级双封或全封作业方式，即下入套管后，使用"G"级水泥，配置领浆密度：1.90g/cm³，尾浆密度：1.90g/cm³。首要浆封固上层套管鞋上下 100m，尾浆封固最上部油层顶以上 150m，其中裸眼环空容积按相应钻头直径计算的附加量不小于 40%，套管内不附加。在满足下述《海洋钻井手册》中固井相关设计规范的情况下进行优化：

- ①常规油井，水泥至少返到最上一个油气层顶部以上 150m；
- ②常规气井，水泥至少返到最上一个油气层顶部以上 200m；
- ③高压油气井，水泥至少返到最上一个油气层顶界以上 300m 或按设计要求执行；
- ④隔水导管、表层套管固井，水泥应返到泥面；
- ⑤技术套管固井，水泥一般返至上层套管鞋以上 100m，有浅层气的不少于 150m；
- ⑥尾管固井，水泥返至尾管顶部；
- ⑦对含有盐水、盐岩、复合盐岩和腐蚀性流体等的特殊地层应全封固。

3) 完井方式: 钻完储层水平段时，下入筛管进行防砂，下入中心管或 ICD 筛管进行控水，下入生产电潜泵进行完井生产作业。

(3) 施工计划

拟建工程共布置 18 口调整井，均为单钻单投形式，不存在批钻作业，总施工时间为 615 天。具体工程施工计划详见表 2.2 - 28。

表 2.2 - 28 施工计划

设施名称	调整井井名	开钻时间	施工天数	施工人数	施工船数 (三用工作船)
PY4-2DPPA	PY4-2-B24H1	2020 年	30	66	1
	PY4-2-B04H2	2020 年	30	66	1

	PY4-2-B29H1	2020 年	30	66	1
	PY4-2-B27H1	2021 年	30	66	1
	PY4-2-B15H2	2021 年	30	66	1
PY4-2WHP	PY4-2-A15H2	2020 年	30	66	1
	PY4-2-A08H1	2021 年	30	66	1
	PY4-2-A07H1	2021 年	30	66	1
PY5-1WHP	PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2	2021 年	45	66	1
	PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1	2020 年	60	66	1
	PY11-6-A3H1	2020 年	45	66	1
	PY5-1-A09H2	2021 年	30	66	1
PY5-1DPPB	PY5-1-B14H1	2020 年	30	66	1
	PY5-1-B22H1	2020 年	30	66	1
	PY5-1-B23H1	2021 年	45	66	1
	PY5-1-B09H1	2021 年	30	66	1
	PY5-1-B18H1	2021 年	30	66	1
	PY5-1-B17H2	2021 年	30	66	1

2.2.4.5 平台改造

本工程 18 口调整井均利用原井槽侧钻，均不进行平台改造。

2.2.4.6 公用工程改造

供电、生产用热、排水系统等公用工程利用原有项目装置，不另行新建或者扩容。

2.2.4.7 环保工程改造

拟建工程投产后生产水处理依托原有工程，不另行新建或者扩容。

2.2.4.8 产出物流集输工程改造

拟建工程投产后，产出物流依托原平台计量集输设备，油、气、水处理利用原有工程的生产系统，不新增集输设施。

2.2.4.9 生产水回注情况

PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台的生产水在本平台处理达标后排海，不进行回注。

2.2.4.10 依托工程可行性分析

(1) 现有平台及依托工程处理能力校核

由表 2.2-29 可知，PY4-2WHP、PY5-1WHP 平台现有设施原油、生产水和液处理能力为

8159、50790 和 57240m³/d；PY4-2DPPA 平台、PY5-1DPPB 平台现有设施原油、生产水和液处理能力相同，分别为 5500 m³/d、80000 m³/d 和 83100 m³/d，HYSY111 FPSO 现有设施原油、生产水和液处理能力为 11128 m³/d、36590 m³/d 和 38160 m³/d，本次调整井工程实施后，各平台产液量有所增加，但均没有超过平台现有液处理能力，各平台进入 FPSO 的最大油量、生产水量和液量也均没有超过现有油、生产水、液处理能力，因此，依托可行。

表 2.2-29 调整井实施后 PY4-2WHP/DPPA 平台、PY5-1DPPB 平台、HYSY111 FPSO 处理能力分析

设施	项目	系统处理能力	预测最大值（叠加后）	依托是否可行
PY4-2WHP 平台	油处理系统, m ³ /d	8159		可行
	生产水处理系统, m ³ /d	50790		可行
	液处理系统, m ³ /d	57240		可行
PY4-2DPPA 平台	油处理系统, m ³ /d	5500		可行
	生产水处理系统, m ³ /d	80000		可行
	液处理系统, m ³ /d	83100		可行
PY5-1WHP 平台	油处理系统, m ³ /d	8159		可行
	生产水处理系统, m ³ /d	50790		可行
	液处理系统, m ³ /d	57240		可行
PY5-1DPPB 平台	油处理系统, m ³ /d	5500		可行
	生产水处理系统, m ³ /d	80000		可行
	液处理系统, m ³ /d	83100		可行
HYSY111 FPSO	油处理系统, m ³ /d	11128		可行
	生产水处理系统, m ³ /d	36590		可行
	液处理系统, m ³ /d	38160		可行

(2) 现有海底管线输送能力校核

现有两条海管分别从 PY4-2WHP/DPPA 平台和 PY5-1WHP/DPPB 平台与 FPSO 相连接，输送能力均为 12720m³/d，PY4-2WHP/DPPA 两平台、PY5-1WHP/DPPB 两平台物流汇合后通过原有管线进入 FPSO 进行进一步处理。本调整工程投产后，番禺 4-2 油田两座平台向 FPSO 的最大含水原油输送量为 ██████ m³/d（2022 年），番禺 5-1 油田两座平台向 FPSO 的最大含水原油输送量为 ██████ m³/d（2021 年），均没有超过原有管线的输送能力。海管运行年限在设计使用寿命范围内。

2019 年，番禺作业公司对番禺油田五条海底管道运行现状进行了检测，根据《中海石油(中国)有限公司番禺作业公司关于番禺油田海管电缆检测报告》调查结果可知，番禺油田 5 条海底管道状况良好，没有弯折，法兰状况良好，管道周围有少量渔网等非金属垃圾，未见超长超高悬空。2019 年 7 月，番禺作业公司对海管悬空进行了修复作业，通过对海底管道实施针对性的风险控制和管理、维修策略，从根本上保证海底管道物理和功能上的完整，从而最大限度减少风险，降低风险损失。

综上，现有海底管线依托可行。

表 2.2-30 海管输送能力校核

依托设施	设计使用寿命 (年)	运行年限 (年)	设计压力 (kpa)	设计温度 (°C)	操作压力 (kpa)	操作温度 (°C)
1 PY4-2WHP 平台→ HYSY111 FPSO	15	11	■	105	1500	86
2 PY4-2DPPA 平台→ 管线三通处	25	7	■	105	2150	95
3 PY5-1WHP 平台→ HYSY111 FPSO	15	10	■	105	1650	95
4 PY5-1DPPB 平台→ 管线三通处	25	7	■	105	2150	95

2.2.5 原项目和调整（井）后项目工程变化对比

表 2.2-31PY4-2WHP 平台调整后项目工程变化情况对比表

项目	生产现状 (最大产能)	拟建工程 (最大产能)	调整后 (最大产能)	备注
产能	油 m ³ /d	■	■	生产水处理后排放。
	水 m ³ /d	■	■	
平台结构	8 腿导管架平台	/	8 腿导管架平台	不变
生产物流处理集输	生产物流在本平台三相分离后，含水原油输往 FPSO 上作进一步处理；本平台分离后的气体进放空系统，分离出的含油生产水在本平台处理后排海。			不变
生产定员	96 人	/	96 人	不变
生产天数	347 天	/	347 天	不变

表 2.2-32PY4-2DPPA 平台调整后项目工程变化情况对比表

项目	生产现状 (最大产能)	拟建工程 (最大产能)	调整后 (最大产能)	备注
产能	油 m ³ /d	■	■	生产水处理后排放。
	水 m ³ /d	■	■	
平台结构	8 腿导管架平台	/	8 腿导管架平台	不变
生产物流处理集输	生产物流在本平台三相分离后，含水原油输往 FPSO 上作进一步处理；本平台分离后的气体进放空系统，分离出的含油生产水在本平台处理后排海。			不变
生产定员	140 人	/	140 人	不变
生产天数	347 天	/	347 天	不变

表 2.2-33PY5-1WHP 平台调整后项目工程变化情况对比表

项目	生产现状 (最大产能)	拟建工程 (最大产能)	调整后 (最大产能)	备注
产能	油 m ³ /d	■	■	生产水处理后排放。
	水 m ³ /d	■	■	
平台结构	8 腿导管架平台	/	8 腿导管架平台	不变
生产物流处理集输	生产物流在本平台三相分离后，含水原油输往 FPSO 上作进一步处理；本平台分离后的气体进放空系统，分离出的含油生产水在本平台处理后排海。			不变
生产定员	96 人	/	96 人	不变

生产天数	347 天	/	347 天	不变
表 2.2-34PY5-1DPPB 平台调整后项目工程变化情况对比表				
项目	生产现状 (最大产能)	拟建工程 (最大产能)	调整后 (最大产能)	备注
产能	油 m ³ /d			生产水处理后排放。
	水 m ³ /d			
平台结构	8 腿导管架平台	/	8 腿导管架平台	不变
生产物流处理集输	生产物流在本平台三相分离后，含水原油输往 FPSO 上作进一步处理；本平台分离后的气体进放空系统，分离出的含油生产水在本平台处理后排海。			不变
生产定员	140 人	/	140 人	不变
生产天数	347 天	/	347 天	不变

2.3 工程分析

2.3.1 原有污染物排放情况

(1) 废水

根据对油田的调查，水污染源主要包括含油生产水、甲板冲洗水、船舶机舱含油污水、生活污水等。

① 含油生产水

2019 年，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPP 平台和 HYSY111 FPSO 上含油生产水排放总量为 $6667.6329 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2019)，经各平台生产水处理系统处理后排海。

② 甲板冲洗水

PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台上甲板冲洗水产生总量为 $120 \text{m}^3/\text{a}$ ，在各平台处理后排海。

③ 船舶机舱含油污水

守护船船舶机舱含油污水产生总量为 $366 \text{m}^3/\text{a}$ ，运回陆地委托有资质的单位进行处理。

④ 生活污水

2019 年，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台生活污水总量为 $33314 \text{m}^3/\text{a}$ ，经本平台生活污水处理装置处理达标后排海。

(2) 废气

① 伴生天然气燃烧

各个平台的产气量都很小，经处理后冷放空。

② 柴油发电

番禺 4-2/5-1 油田平台自带原油发电机，自供电，原油为油田自产原油，2019 年原油用量

34472m³ (28956.48t)。按照《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》(2010年修订), 燃油发电机排污系数见表 2.3-1。燃油发电机废气污染物年排放量见表 2.3-2。

综上, 番禺 4-2/5-1 油田平台原油发电机产生的废气约为 32292.27×10⁴m³/a, 主要污染因子年排放量为: 烟尘 (7.24t/a)、SO₂ (121.91t/a)、NO_x (189.95t/a), 燃油发电机产生的污染物很少。

表 2.3-1 燃油发电机排污系数表

污染物	工业废气量	烟尘	SO ₂	氮氧化物
排污系数	11152m ³ /t	0.25kg/t	4.21kg/t	6.56kg/t

表 2.3-2 燃油发电机污染物年排放量

污染源	工业废气量 (10 ⁴ m ³ /a)	烟尘 (t/a)	SO ₂ (t/a)	氮氧化物 (t/a)	排放规律	排放去向
原油发电机	32292.27	7.24	121.91	189.95	间断	大气

(3) 固体废物

原有工程固体废物污染源为油田生产作业过程中产生的食品废弃物等生活垃圾, 以及少量生产垃圾。食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放, 其他生活垃圾运回陆地处理; 生产垃圾运回陆地委托有处理资质的单位进行处理。

PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台原有工程排放的污染物见表 2.3-3。

表 2.3-3 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台原有工程污染源一览表

类别	污染因子	原有工程污染源 产生量	原有工程污染源 排放量	排放方式
含油生产水	废水量	6667.6329×10 ⁴ m ³ /a	6667.6329×10 ⁴ m ³ /a	各平台生产水处理系统处理后 连续排放
甲板设备冲洗水	废水量	120m ³ /a	120 m ³ /a	
船舶机舱含油污水	废水量	366 m ³ /a	0	运回陆地(从惠州物流基地上岸处理)委托有处理资质的单位进行处理
生活污水	COD	33314m ³ /a	33314m ³ /a	各平台生活污水处理设施处理后连续排放
放空天然气	CH ₄ 、CO ₂	极少	极少	通过放空管冷放空
废气	烟尘	7.24t/a	7.24t/a	燃烧后排放
	SO ₂	121.91t/a	121.91t/a	
	NO _x	189.95t/a	189.95t/a	
生活垃圾	食品废弃物以及其他垃圾等	542.2t/a	74.61 t/a (2019年)	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放, 其他运回陆地处理
生产垃圾	废弃边角料等	602t/a	0	运回陆地交有资质单位处理

2.3.2 污染源分析及污染防治措施

2.3.2.1 施工期污染源及污染防治措施

I、排污节点

拟建工程排污主要表现在施工期，生产阶段拟建工程生产设施及污染物处理主要依托原有项目的现有设施，工程污染物在原有项目的基础上不增加，因此以下主要对工程建设期进行污染源强分析。排污节点如下：

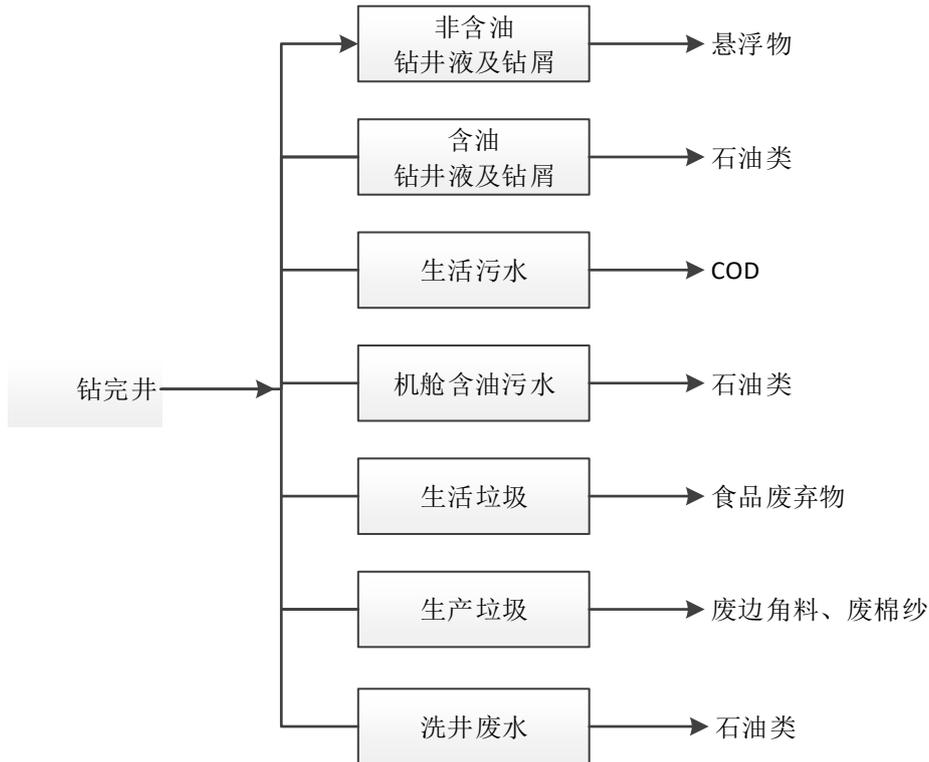


图 2.3 - 1 调整井施工期排污节点图

II、污染源及防治措施

(1) 钻屑

A 源强核算

钻完井过程中产生的钻屑分为非油层段水基钻井液钻屑、油层段水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑三类。钻屑排放量主要取决于井身长度和井身结构，钻屑产生量根据井眼直径、井深计算所得，本次调整井井长为 2520.49~7990.34m，根据拟建工程的工程地质勘察资料，源强核算结果见表 2.3 - 4。

表 2.3 - 4 钻屑源强核算结果表

设施	井名	开钻时间	施工天数	非油层段水基钻屑产生量	油层段水基钻屑产生量	油基钻屑产生量	合计 (m ³)	钻屑排放速率 (m ³ /d)

					(m ³)	量 (m ³)	(m ³)		
			钻井	完井					
PY4-2DPPA	PY4-2-B24H1	2020年	25	5	190.89	41.00	0	231.89	9.28
	PY4-2-B04H2	2020年	25	5	226.90	38.07	0	264.97	10.60
	PY4-2-B29H1	2020年	25	5	211.57	37.20	0	248.77	9.95
	PY4-2-B27H1	2021年	25	5	223.98	35.38	0	259.36	10.37
	PY4-2-B15H2	2021年	25	5	244.42	18.22	0	262.64	10.51
PY4-2WHP	PY4-2-A15H2	2020年	25	5	339.20	46.86	0	386.06	15.44
	PY4-2-A08H1	2021年	25	5	243.33	35.32	0	278.65	11.15
	PY4-2-A07H1	2021年	25	5	168.02	24.60	0	192.62	7.70
PY5-1WHP	PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2	2021年	40	5	0.00	0.00	685.72	685.72	17.14
	PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1	2020年	55	5	432.88	0.00	582.43	1015.31	18.46
	PY11-6-A3H1	2020年	40	5	0.00	0.00	709.91	709.91	17.75
	PY5-1-A09H2	2021年	25	5	291.99	27.35	0	319.34	12.77
PY5-1DPPB	PY5-1-B14H1	2020年	25	5	302.94	38.78	0	341.72	13.67
	PY5-1-B22H1	2020年	25	5	179.21	29.93	0	209.14	8.37
	PY5-1-B23H1	2021年	40	5	182.50	26.18	0	208.68	5.22
	PY5-1-B09H1	2021年	25	5	246.98	29.29	0	276.27	11.05
	PY5-1-B18H1	2021年	25	5	278.00	29.29	0	307.29	12.29
	PY5-1-B17H2	2021年	25	5	214.44	30.17	0	244.61	9.78
总计			615		3977.25	487.64	1978.06	6442.95	/

B 污染防治措施

拟建工程共布置 18 口调整井，均为单钻单投形式，不存在批钻作业。拟建工程钻屑产生总量为 6442.95m³，含油钻屑总量为 2465.7m³；PY4-2DPPA 平台钻屑产生量为 1267.63m³，其中油层段水基钻屑产生量为 169.87m³；PY4-2WHP 平台钻屑产生量为 857.33m³，其中油层段水基钻屑产生量为 106.78m³；PY5-1WHP 平台钻屑产生量为 2730.28m³，其中油层段水基钻屑产生量为 27.35m³，油基钻屑产生 1978.06m³；PY5-1DPPB 平台钻屑产生量为 1587.71m³，其中油层段水基钻屑产生量为 183.64m³。

非油层段水基钻屑产生总量为 3977.25m³，其中 PY4-2DPPA 平台产生量为 1097.76m³，PY4-2WHP 平台产生量为 750.55m³，PY5-1WHP 平台产生量为 724.87m³，PY5-1DPPB 平台产生量为 1404.07m³。

① 钻屑的处理管理要求、处理方式、达标排放保障措施

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)规定，工程所处海域为三级海域，含油量≤8%的钻屑经检验合格后可排放，含油量>8%的钻屑运回陆地交由有资质单位进行处理。

本项目钻井作业中产生的钻屑包括：使用油基钻井液钻井产生的钻屑和使用水基钻井液钻井产生的钻屑。油基钻井液产生的含油钻屑经振动筛处理后，经螺旋输送机传送至钻屑甩干机处理，处理后的钻屑现场检测含油量，含油量 $\leq 8\%$ 的钻屑方可进行排放；如检测结果不满足排放标准，则进入电磁热处理装置无害化处理，处理后再次检测含油量，达标则排海，不达标的含油钻屑进行回收，送回陆地由有资质的单位接收处理。使用水基钻井液产生的钻屑，现场检测含油量，检测满足排放标准方可进行排放；如检测结果不满足排放标准，钻屑进行回收送回陆地由有资质的单位接收处理。结合以往工程经验，使用水基钻井液产生钻屑的含油量一般较低，可以满足 $\leq 8\%$ 的要求（见附件 22），检验合格后可以全部原井位直接排海。

②拟建工程钻屑排放情况

综上所述，拟建工程调整井钻屑最大排放量为 6442.95m^3 ，每口调整井钻屑随钻随排。

PY4-2DPPA 平台钻屑排放量为 1267.63m^3 ，其中 PY4-2-B24H1 井钻屑排放量为 231.89m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $9.28\text{m}^3/\text{d}$ ；PY4-2-B04H2 井钻屑排放量为 264.97m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $10.6\text{m}^3/\text{d}$ ；PY4-2-B29H1 井钻屑排放量为 248.77m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $9.95\text{m}^3/\text{d}$ ；PY4-2-B27H1 井钻屑排放量为 259.36m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $10.37\text{m}^3/\text{d}$ ；PY4-2-B15H2 井钻屑排放量为 262.64m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $10.51\text{m}^3/\text{d}$ 。

PY4-2WHP 平台钻屑排放量为 857.33m^3 ，其中 PY4-2-A15H2 井钻屑排放量为 386.06m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $15.44\text{m}^3/\text{d}$ ；PY4-2-A08H1 井钻屑排放量为 278.65m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $11.15\text{m}^3/\text{d}$ ；PY4-2-A07H1 井钻屑排放量为 192.62m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $7.7\text{m}^3/\text{d}$ ；

PY5-1WHP 平台钻屑排放量为 2730.28m^3 ，其中 PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2 井钻屑排放量为 685.72m^3 ，排放时间 40 天，一天排放 24h，排放速率为 $17.14\text{m}^3/\text{d}$ ；PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1 井钻屑排放量为 1015.31m^3 ，排放时间 55 天，一天排放 24h，排放速率为 $18.46\text{m}^3/\text{d}$ ；PY11-6-A3H1 井钻屑排放量为 709.91m^3 ，排放时间 40 天，一天排放 24h，排放速率为 $17.75\text{m}^3/\text{d}$ ；PY5-1-A09H2 井钻屑排放量为 319.34m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $12.77\text{m}^3/\text{d}$ 。

PY5-1DPPB 平台钻屑排放量为 1587.71m^3 ，其中 PY5-1-B14H1 井钻屑排放量为 341.72m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $13.67\text{m}^3/\text{d}$ ；PY5-1-B22H1 井钻屑排放量为 209.14m^3 ，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 $8.37\text{m}^3/\text{d}$ ；PY5-1-B23H1 井钻屑排放量为 208.68m^3 ，排放时间 40 天，一天排放 24h，排放速率为 $5.22\text{m}^3/\text{d}$ ；PY5-1-B09H1 井钻屑排放量为 276.27m^3 ，

排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 11.05m³/d；PY5-1-B18H1 井钻屑排放量为 307.29m³，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 12.29m³/d；PY5-1B17H2 井钻屑排放量为 244.61m³，排放时间 25 天，一天排放 24h，排放速率为 9.78m³/d；

(2) 钻井液

A 源强核算

钻完井作业中，钻井液循环使用，钻井液排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以钻完井结束后的一次性排放，钻井液产生情况见表 2.3-5。当钻遇油层时，钻井液中可能含有少量的油。根据井数、井径、钻遇油层厚度估算钻井油层水基钻井液量。

表 2.3-5 钻井液源强核算结果表

设施	井名	开钻时间	施工天数		非油层段水基钻井液产生量 (m ³)	油层段水基钻井液产生量 (m ³)	油基钻井液产生量 (m ³)	合计 (m ³)
			钻井	完井				
PY4-2DPPA	PY4-2-B24H1	2020 年	25	5	327.17	238.35	0	565.52
	PY4-2-B04H2	2020 年	25	5	366.59	252.41	0	619.00
	PY4-2-B29H1	2020 年	25	5	340.85	241.96	0	582.81
	PY4-2-B27H1	2021 年	25	5	367.21	250.94	0	618.15
	PY4-2-B15H2	2021 年	25	5	376.16	243.04	0	619.20
PY4-2WHP	PY4-2-A15H2	2020 年	25	5	447.69	295.69	0	743.38
	PY4-2-A08H1	2021 年	25	5	389.08	261.22	0	650.30
	PY4-2-A07H1	2021 年	25	5	326.13	227.15	0	553.28
PY5-1WHP	PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2	2021 年	40	5	0.00	0.00	1858.69 (回收)	1858.69
	PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1	2020 年	55	5	526.67	0.00	963.97 (回收)	1490.64
	PY11-6-A3H1	2020 年	40	5	0.00	0.00	1923.36 (回收)	1923.36
	PY5-1-A09H2	2021 年	25	5	422.94	273.69	0	696.63
PY5-1DPPB	PY5-1-B14H1	2020 年	25	5	426.57	278.10	0	704.67
	PY5-1-B22H1	2020 年	25	5	320.69	227.84	0	548.53
	PY5-1-B23H1	2021 年	40	5	333.76	231.64	0	565.40
	PY5-1-B09H1	2021 年	25	5	383.09	254.01	0	637.10
	PY5-1-B18H1	2021 年	25	5	409.42	263.75	0	673.17
	PY5-1-B17H2	2021 年	25	5	344.91	239.06	0	583.97
总计			615		6108.93	3778.85	4746.02 (回收)	14633.8

B 污染防治措施

拟建工程钻完井过程中，共产生钻井液 14633.8m³，其中油层段水基钻井液产生量约 3778.85m³，油基钻井液产生量 4746.02m³(回收)；PY4-2DPPA 平台钻井液产生量为 3004.69m³，其中油层段水基钻井液产生量约 1226.70m³；PY4-2WHP 平台钻井液产生量为 1946.96m³，其中油层段水基钻井液产生量约 784.06m³；PY5-1WHP 平台钻井液产生量为 5969.32m³，其中油

层段水基钻井液产生量约 273.69m³，油基钻井液产生量 4746.02m³（回收）；PY5-1DPPB 平台钻井液产生量为 3712.84m³，其中油层段水基钻井液产生量约 1494.4m³。

非油层段水基钻井液产生量约为 6108.93m³，其中 PY4-2DPPA 平台产生量为 1777.98m³，PY4-2WHP 平台产生量为 1162.90m³，PY5-1WHP 平台产生量为 949.61m³，PY5-1DPPB 平台产生量为 2218.44m³。

①钻井液的处理管理要求、处理方式、达标排放保障措施

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）规定，工程所处海域为三级海域，含油量≤8%的钻井液经检验合格后可排放，含油量>8%的钻井液运回陆地交由有处理资质的环保企业进行处理。

平台在泥浆池中配制水基钻井液，配制前检查各个管线阀门，确保管线阀门不漏，配制完成的水基钻井液需取样进行生物毒性检测、含油量检测，检测满足排放标准方可在钻井作业中进行排放。钻井作业中水基钻井液循环使用，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，排放钻井液前现场需进行含油量检测，检测满足排放标准方可进行排放；如检测结果不满足排放标准，水基钻井液应进行回收处理。对于油基钻井液，钻井作业中油基钻井液循环使用，钻井作业结束全部油基钻井液回收送回陆地交由有资质的专业环保公司处理。

因此，钻井液的处理方式为：油基钻井液和含油量>8%的水基钻井液均收集后运回陆地由专业公司接收处理，含油量≤8%的水基钻井液经检验合格后排放，结合以往工程经验，水基钻井液的含油量一般较低，可以满足≤8%的要求（见附件 22），检验满足排放标准后可以全部原井位直接排海。

②拟建工程钻井液排放情况

综上所述，拟建工程钻井液排放量为 9887.78m³：由于在钻完井作业中，钻井液循环使用，钻井液在外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带等环节中逐渐排放，排放速率很小，钻完井结束后，存放于平台泥浆池的钻井液进行一次性排放，排放速率最大小时排放速率为 35m³/h，排放时间为 2h，排放量为 70m³（泥浆池容积）。

（3）船舶机舱含油污水

调整井海上施工期所需船舶数量约为 1 艘/天，海上施工期为 615 天，船舶机舱含油污水按每船每日 0.5m³ 计算，共产生船舶机舱含油污水 307.5m³，施工期，船舶机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165 号）的要求，运回陆地委托有处理资质的单位进行处理。

(4) 洗井废水

拟建工程 18 口井均是利用老井侧钻，老井侧钻洗井废水量为 300m³/口，则共产生洗井废水 5400m³。洗井废水打入平台闭排系统进行油水分离，分离后的油进入生产流程系统进行处理，分离后的水进入平台开排系统，处理达标后排海。

(5) 生产垃圾

生产垃圾主要为钻完井过程中产生的固体垃圾，主要为废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。拟建工程共钻井 18 口，按每钻井一口产生生产垃圾 2.5t 计算，则调整井工程产生生产垃圾为 45t，全部运回陆地由专业公司进行处理。

(6) 生活污水和生活垃圾

调整井施工期为 615 天，施工人员约为 66 人，生活污水按每人每天 0.35m³ 计算，共产生生活污水 14206.5m³。生活垃圾按每人每天 1.5kg 计算，共产生生活垃圾 60.89t。PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB 平台钻完井施工使用修井机钻井，施工人员生活污水依托平台上生活污水处理装置处理达标后排海。生产定员和施工人员总人数产生的生活污水保证不超过平台和钻井船上生活污水处理装置最大处理能力，生活污水食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他生活垃圾运回陆地处理。

(7) 封井

封井过程不产生污染物。

(8) 拟建工程海上施工阶段主要污染源及处理方式

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见表 2.3 - 6。

表 2.3 - 6 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
油层段水基（油基）钻屑	2465.7m ³	2465.7m ³	油基钻井液和含油量>8%的水基钻井液均收集后运回陆地由专业公司接收处理，含油量≤8%的水基钻井液经检验合格后排放；
油层段水基钻井液	8524.87m ³	3778.85m ³ (4746.02m ³ 油基钻井液回收)	含油量>8%的钻屑均收集后运回陆地（从惠州物流基地上岸处理）由专业公司接收处理，含油量≤8%的钻屑经检验合格后排放。
非油层段水基钻屑	3977.25m ³	3977.25m ³	经检验合格后，原井位直接排海
非油层段水基钻井液	6108.93m ³	6108.93m ³	经检验合格后排放
船舶机舱含油污水	307.5m ³	0	运回陆地（从惠州物流基地上岸处理）委托有处理资质的单位进行处理
洗井废水	5400m ³	5400m ³	返回工艺流程，处理合格后排放。
生活污水	14206.5m ³	14206.5m ³	依托平台上的生活污水处理装置处理达标后排海
生活垃圾	60.89t	0	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地交有资质单位处理，从惠州物流基地上岸处理

生产垃圾	45t	0	运回陆地交有资质单位处理，从惠州物流基地上岸处理
------	-----	---	--------------------------

2.3.2.2 运营期污染源及污染防治措施

(1) 废水

①正常工况下

由表 2.2-20 可知，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台 18 口调整井新增含油生产水量最大值为 8156.19m³/d (297.70×10⁴ m³/a) (2030 年)，生产水经各自平台含油生产水处理系统处理后排海。

调整井投产后，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 4 个平台和 HYSY111 FPSO 的含油生产水排放量以及油田排放总量逐年预测见表 2.3-7，由表 2.3-7 可知，调整井投产后，PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台和 HYSY111 FPSO 含油生产水的排放量分别为 1503.62×10⁴m³/a (41195.19m³/d)、2469.76×10⁴m³/a (67664.52m³/d)、1547.97×10⁴m³/a(42410.06m³/d)、1849.41×10⁴m³/a(50668.70m³/d)、86.94×10⁴m³/a(2381.94m³/d)，PY4-2/5-1 油田含油生产水排放总量为 6852.75×10⁴m³ (石油类 1370.55t)。均未超过已批复的《番禺 10-2/5/8 油田调整工程环境影响报告书》中的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水的总量指标 7100 万 m³/a，石油类年排放量已批复的总量指标为 1420t/a。

表 2.3-7 各平台及 HYSY111 FPSO 含油生产水年排放量 (10⁴m³)

时间	PY4-2WHP	PY4-2DPPA	PY5-1WHP	PY5-1DPPB	HYSY111 FPSO	排放总量
2020	1477.07	2104.68	1407.85	1766.07	86.06	6769.57
2021	1317.38	1987.11	1486.81	1736.49	85.18	6540.79
2022	1368.60	2073.95	1547.97	1849.41	85.62	6852.75
2023	1315.18	2061.57	1505.15	1754.07	86.50	6648.75
2024	1333.17	2284.17	1313.32	1740.33	86.94	6683.59
2025	1434.51	2365.47	1201.46	1727.79	83.43	6740.54
2026	1385.10	2422.22	1165.30	1658.03	82.55	6641.73
2027	1503.62	2469.76	1208.09	1267.57	81.67	6459.87
2028	1340.28	2291.26	1066.37	1076.65	82.55	5785.61
2029	1121.99	2207.13	964.02	1028.44	82.99	5332.73
2030	932.58	2321.38	865.84	992.54	82.11	5123.23

②非正常工况

调整井项目进行期间及完工投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。调整井投产后生产水预测最大值为 187456.03m³/d (2022 年)，一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，必要时采取

停产措施。

(2) 固体废物

原有工程固体废物污染源包括油田生产作业过程中产生的生产垃圾和生活垃圾。拟建工程不增加定员，故生活垃圾总量不增加；本项目 18 口调整井均为老井侧钻，因此，运营期生产垃圾不增加。

(3) 调整后污染物产生情况一览表

调整后污染物产生情况见表 2.3-8。

表 2.3-8 调整后运营期新增污染物汇总表

类别	污染物种类	拟建工程新增量 (t/a)	排放方式
含油生产水产生量	石油类	297.70×10 ⁴ (2030 年)	各平台生产水处理系统处理后排放
含油生产水排放量	石油类	297.70×10 ⁴ (2030 年)	
生产垃圾	废弃边角料等	/	运回陆地交有资质单位处理，从惠州物流基地上岸处理

2.3.2.3 调整井投产前后污染物产生和排放量

生产阶段拟建工程生产设施及污染物处理主要依托原有工程设施，工程污染物在原有项目的基础上基本不增加，综合调整前后污染物产生和排放情况对比见表 2.3-9。

表 2.3-9 调整井投产前后 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台污染物产生和排放情况对比

类别	污染因子	调整井投产前最大值 (t/a)	拟建工程最大值 (t/a)	调整井投产后最大值 (t/a)	增减量 (t/a)	排放方式
含油生产水产生量	石油类	7589.74×10 ⁴	297.70×10 ⁴	6852.75×10 ⁴	-736.99×10 ⁴	各平台生产水处理系统处理后排放
含油生产水排放量	石油类	7589.74×10 ⁴	297.70×10 ⁴	6852.75×10 ⁴	-736.99×10 ⁴	
甲板设备冲洗水	石油类	120	0	120	0	各平台处理后排放
船舶机舱含油污水	石油类	366	0	366	0	运回陆地（从惠州物流基地上岸处理）委托有处理资质的单位进行处理。
生活污水	COD	33314	0	33314	0	各平台处理后排放
生活垃圾	食品废弃物等	542.2	0	542.2	0	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地交有资质单位处理，从惠州物流基地上岸处理
生产垃圾	废弃边角料等	602	0	602	0	运回陆地交有资质单位处理，从惠州

						物流基地上岸处理
废气	烟尘	7.24t/a	0	7.24t/a	0	燃烧后排放
	SO ₂	121.91t/a	0	121.91t/a	0	
	NO _x	189.95t/a	0	189.95t/a	0	

2.3.2.4 固体废物处置依托可行性

原有工程固体废物污染源包括油田生产作业过程中产生的生产垃圾和生活垃圾。拟建工程不增加定员，故生活垃圾总量不增加；本次调整井新增每年产生生产垃圾量约为 1t，运回陆地委托有处理资质的单位进行处理。

油基钻井液、含油量超标的钻屑、生产垃圾和食品废弃物以外的生活垃圾委托有资质的单位进行处理，目前相关委托处理协议是：中海石油（中国）有限公司深圳分公司与广州中滔绿由环保科技有限公司的《三类危险废弃物处置服务合同》（合同编号：[REDACTED]）。合同及相关处理资质见附件 3 和附件 4。

项目所产生的危险废弃物由中海油惠州物流基地码头上岸，上岸的危废临时存放于惠州大亚湾石化区内惠州物流码头附近且符合危废贮存国家标准的库房内。该库房用于临时集中贮存南海东部海上所有设施海返危废，后续通过陆地运输的方式交由具备危废处置资质的危废处置单位处理。危废转运处置过程严格落实危险废弃物转移联单制度，确保危废转运处置合法合规。

由表 2.3-10 可以看出，拟建工程所产生的危险固废远小于有资质单位核准经营规模，具有依托可行性。

表 2.3-10 固废接收处理依托可行性分析

污染物名称	工程产生量	经营规模	依托是否可行
油基钻井液	4746.02m ³ (5933t)	废矿物油（HW08）0.95 万吨/年； 收集、处置工业污水（包括船舶洗舱废水）17 万吨/年	可行

3 污染与非污染损害要素分析

3.1 施工期污染与非污染损害要素分析

- (1) 钻完井期间洗井废水、生活污水排放对海水水质产生影响；
- (2) 钻完井期间含油量 $\leq 8\%$ 的水基钻井液和钻屑排放对开发工程设施周围海水水质、海洋生态、沉积物以及底栖生物影响；
- (3) 钻完井期间井喷溢油对工程附近渔业资源、自然保护区等环境敏感目标的潜在影响。

3.2 运营期污染与非污染损害要素分析

- (1) 生产水排放对海水水质产生影响；
- (2) 船舶机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾排放量不增加，环境影响不变；
- (3) 采油过程中非正常（事故）溢油对工程附近内渔业资源、自然保护区等环境敏感目标的潜在影响。

3.3 环境影响因子的筛选与判别

通过对拟建工程污染与非污染要素的分析，拟建工程海洋环境影响要素的识别因子的筛选见表 3.3 1，本次环境影响评价主要影响要素为施工期间悬浮物、生活污水和溢油事故。

表 3.3-1 工程影响环境因素分析

类别	阶段	影响因素	影响因子	排放方式	影响对象	影响程度
污染与非污染环境要	施工阶段	钻完井	油基钻井液、含油量 $> 8\%$ 的水基钻井液和钻屑	运回陆地交有资质单位处理	/	/
			含油量 $\leq 8\%$ 的水基钻井液和钻屑	间断点源排放	底栖生物、海水、海洋生态	小
		钻完井	溢油	井喷事故	渔业资源、自然保护区	严重
		船舶机舱含油污水	石油类	运回陆地交有资质单位处理	/	/
		船舶碰撞及管道破损等	溢油	溢油事故	渔业资源、自然保护区	严重
		施工船舶及施工机械尾气	二氧化硫、氮氧化物	间断排放	大气环境	小
		施工船舶及机械噪声	噪声	间断排放	声环境	小
		洗井废水	石油类	处理后排海	海水	小

运营阶段	生活污水	COD	处理后排海	海水	小
	生产垃圾	废弃边角料等	运回陆地交有资质单位处理	/	/
	生活垃圾	食品废弃物及其他垃圾	食品废弃物粉碎至粒径小于25mm后排放，其他运回陆地处理	/	/
	含油污水	石油类	处理后排海	海水	小
	船舶机舱含油污水	石油类	运回陆地交有资质单位处理	/	/
	生活污水	COD	处理后排海	海水	小
	生产垃圾	废弃边角料等	运回陆地交有资质单位处理	/	/
	生活垃圾	食品废弃物及包装物	食品废弃物粉碎至粒径小于25mm后排放，其他运回陆地处理	/	/
	采油	溢油	井喷事故	渔业资源、自然保护区	严重

4 环境现状分析

4.1 海洋环境概况

4.1.1 气象概况

根据已批复的《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》(2010 年),对该海域的水文、气象概况进行简要介绍,由于是相同油田,处于同一海域,因此本报告书的水文、气象资料可以代表拟建工程海域的水文、气象情况。

番禺 4-2/5-1/11-6 油田位于中国南海珠江口盆地,距离香港约 172km,地处热带,温度高,湿度大,干湿季节明显,季风盛行,属于热带海洋季风气候。

番禺 4-2/5-1/11-6 油田海区多年平均气温为 26.5℃;月平均气温介于 21℃~32℃。年均降雨量为 1500mm,5~9 月为雨季,月均降雨 200mm,11 月~次年 1 月为干季,月均降雨 20mm。该海区年平均相对湿度为 80%。

根据多年平均资料分析,番禺 4-2/5-1/11-6 油田海区主风向为 ENE,每年 10 月~次年 4 月,油田海区盛行东北季风,风向以北、东北和偏东向为主,在 11 月和 12 月,东北季风最盛;每年 6~8 月,海区盛行西南季风,南、西南和东南风占主导;5 月和 9 月是转换季节,北向风和南向风交互出现。番禺 4-2/5-1 油田风玫瑰图见图 4.1-1,与其对应的风向频率统计表见表 4.1-1。

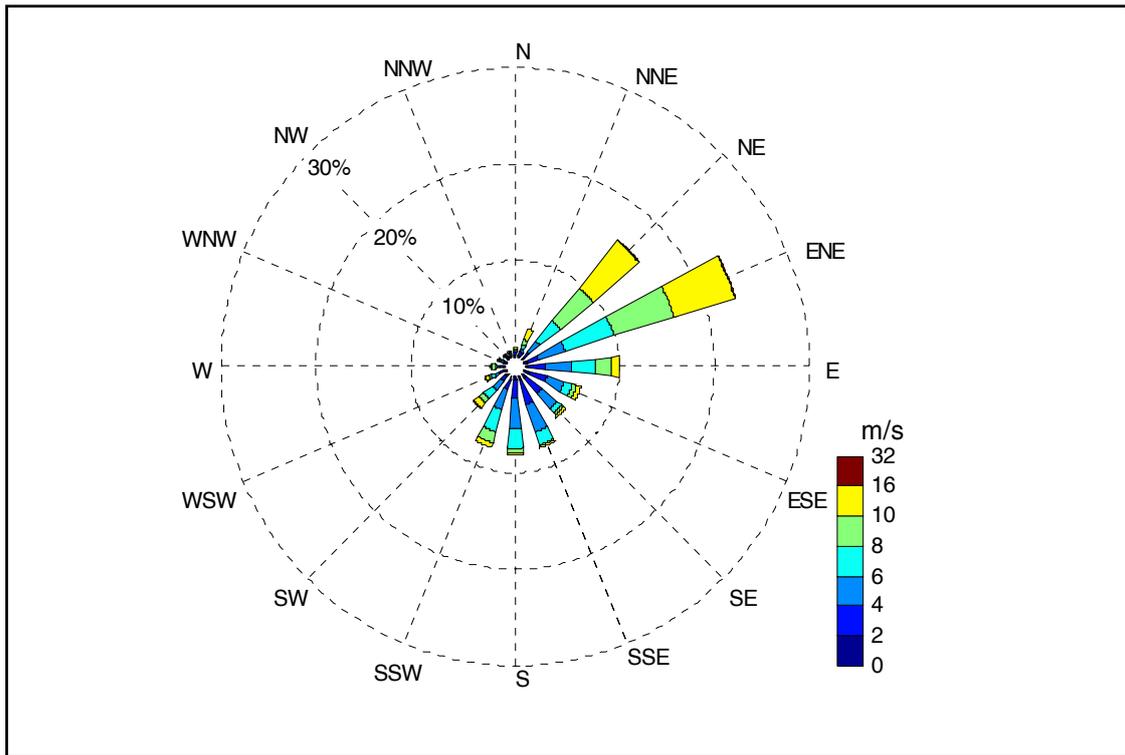


图 4.1-1 油田海域风向玫瑰图
表 4.1-1 番禺 4-2/5-1/11-6 风向频率统计表

风向	N	NEN	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)	0.92	3.17	16	23.26	10.02	6.22	5.82	7.83
风向	S	SSW	WSW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	8.15	7.77	1.62	1.62	4.62	0.9	0.67	0.68

4.1.2 热带气旋

热带气旋是影响番禺 4-2/5-1 油田附近海区的主要灾害性天气。根据 1961~2007 年热带气旋资料统计,47 年来共有 92 个热带气旋影响了油田附近海域(), 平均每年约 2.0 个。根据对进入该区域内热带气旋强度的统计,其中超强台风 2 个,约占 2.1%; 台风有 25 个,约占 26.9%; 热带风暴和强热带风暴有 39 个,约占 41.9%; 热带低压 21 个,约占 22.6%。热带气旋生成后多向西北移动。

影响该工程附近海域的热带气旋主要集中在 7~9 月。3 个月影响的热带气旋占全年的 71.4%, 平均每月有 0.6 个以上热带气旋影响, 其中 7 月为最多, 为 0.65 个。热带气旋的路径千变万化, 但有一定的规律可循 (图 4.1-2), 影响该工程海域的热带气旋主要沿 6 月路径。

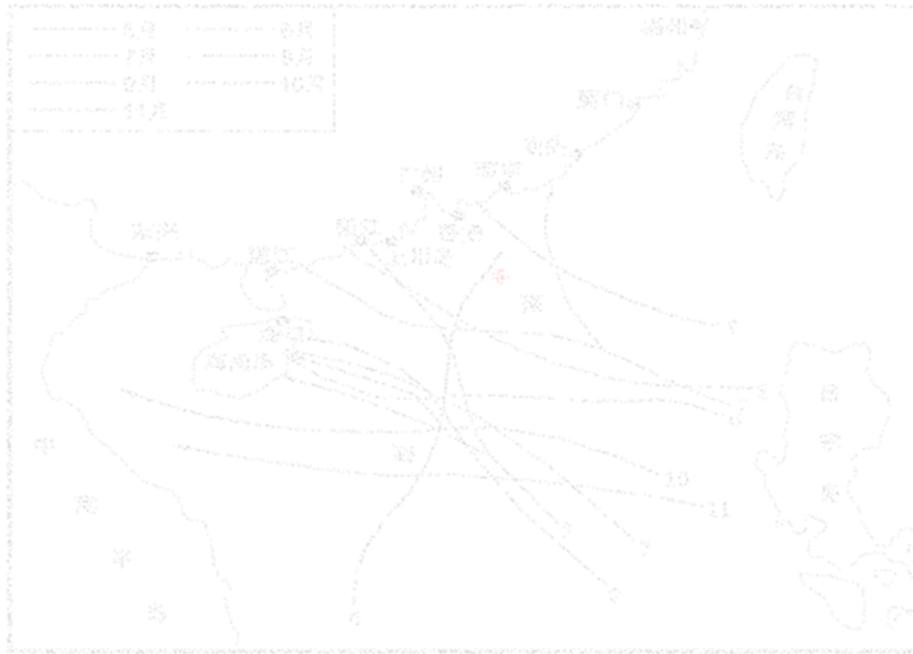


图 4.1 - 2 南海热带气旋多年平均路径示意图（红点为项目示意位置）

4.1.3 海浪

番禺 4-2/5-1 油田海区的波浪特征基本受制于风场，主浪向为 ENE。在冬季风时期，浪向以东北偏北为主；在夏季风时期，浪向以南为主。番禺 4-2/5-1 浪玫瑰图见图 4.1 - 3，与其对应的有效波高、频率统计表见表 4.1-2。

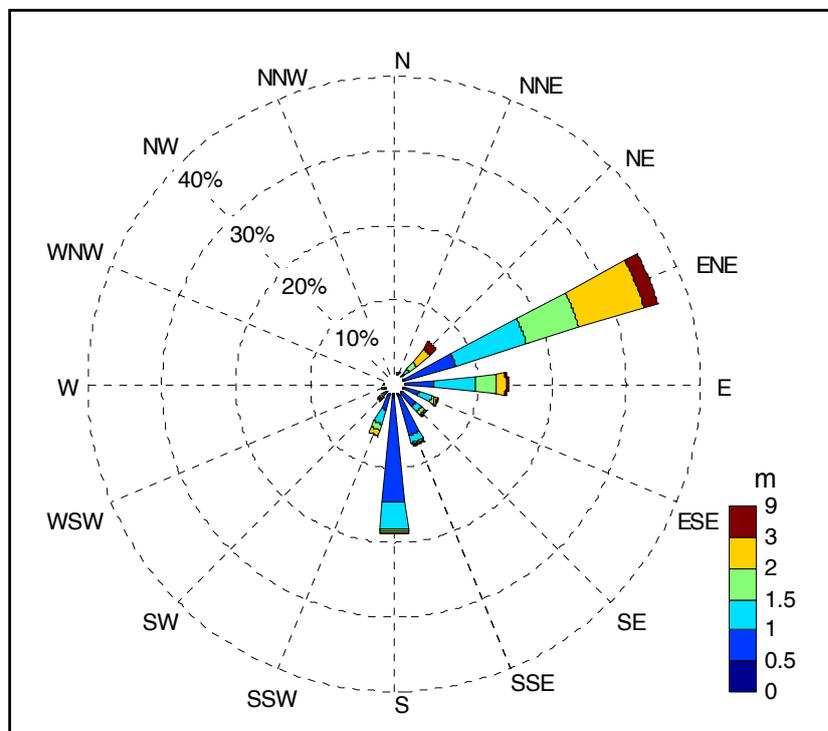


图 4.1 - 3 番禺 4-2/5-1 浪玫瑰图（年）

表 4.1-2 番禺 4-2/5-1 有效波高、频率统计表

波向	频率(%)	平均有效波高(m)	最大有效波高(m)
N	0.00	0.00	0.00
NNE	0.41	2.10	3.73
NE	6.01	2.27	5.48
ENE	35.9	1.68	5.89
E	14.0	1.36	5.72
ESE	4.99	1.20	3.70
SE	4.37	1.13	3.53
SSE	7.39	0.91	4.00
S	18.8	0.91	4.04
SSW	6.02	1.31	7.76
SW	1.58	2.18	8.26
WSW	0.44	1.83	5.43
W	0.12	1.30	2.72
WNW	0.00	0.00	0.00
NW	0.00	0.00	0.00
NNW	0.00	0.00	0.00

4.1.4 海流

在季风作用下，海流具有典型的季风漂流特性，冬季表面流流向以西为主，夏季表面流流向以东为主，番禺 4-2/5-1 油田海域表层流呈现往复流特征，表层流主流向为 E~W，表层流流玫瑰图见图 4.1 - 4，与其对应的表层流流向频率统计表见表 4.1-3。

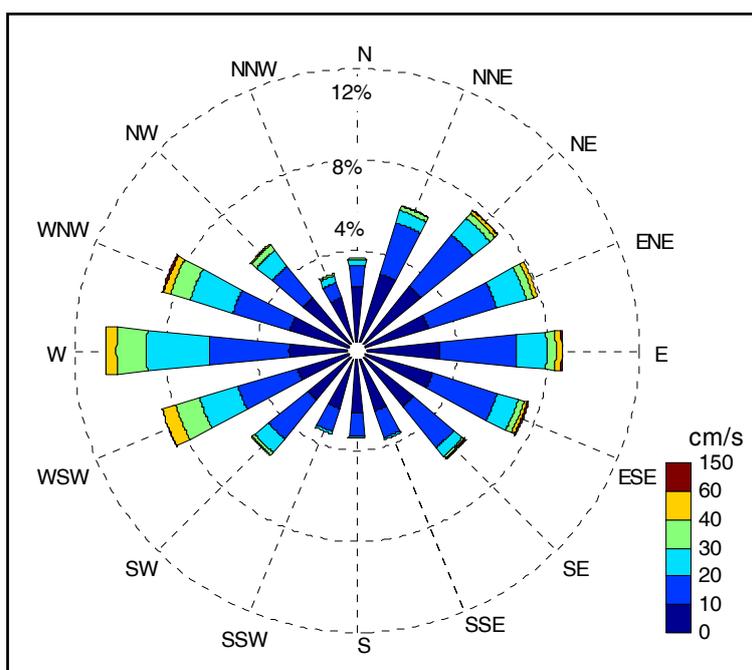


图 4.1 - 4 番禺 4-2/5-1 表层流流玫瑰图 (年)

表 4.1-3 番禺 4-2/5-1 表层流流向频率统计表

流向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	S	SSE
频率(%)	3.66	6.28	7.62	7.91	8.61	7.47	5.76	.69
流向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率(%)	3.45	3.44	5.57	8.54	10.65	8.53	5.68	3.14

4.1.5 潮汐和潮流

番禺 4-2 油田水深在 95.3~96.0m 之间。本海区的潮汐类型属于不正规全日潮，最高天文潮位为 2.32m，最低天文潮位为-0.10m。油田海区内潮流为不正规全日潮流，最大海流流速为 42 cm/s，方向为 NNE。

番禺 5-1 油田水深在 105.9m~110.4m 之间。本海区的潮汐类型属于不正规全日潮，最高天文潮位为 2.53m，最低天文潮位为-0.17m。油田海区内潮流为不正规全日潮流，最大海流流速为 44cm/s，方向为 NNE。担杆岛及佳蓬列岛等的平均潮差为 0.85~0.95m。

4.1.6 地质地貌

地质地貌资料主要参考《番禺 4-2/5-1 油田调整平台场址和管线路由工程物探和工程地质调查》(2010 年)：

(1) 地貌

番禺 4-2/5-1 油田所在位置及其附近海域水深示意图见图 4.1-5。根据工程物探水深资料可知(图 4.1-6、图 4.1-7)，番禺 4-2/5-1 调查区域范围内，海底平缓，水深由西北向东南逐渐加深，水深在 92.3m~97.1m 之间变化。调查区内，西北-东南方向，走向为 147° 时，海底平均坡度约为 3.3%。根据工程物探地貌资料，番禺 4-2 区和 5-1 区平台场址和管线路由调查区域内海底地貌资料色度显示基本均匀，结合测深资料可以看出，调查区域内海底变化平缓，海底底质没有明显的变化，海底底质为非常软的褐灰色粘土混合砂包和少量贝壳碎屑。在调查区域内海底平坦，可见的地貌特征有锚沟和拖痕。除此以外，调查期间在番禺 4-2/5-1 平台场址调查区域内未发现对平台的安装与生产具有潜在灾害影响意义的地貌特征及障碍物和遗弃物。

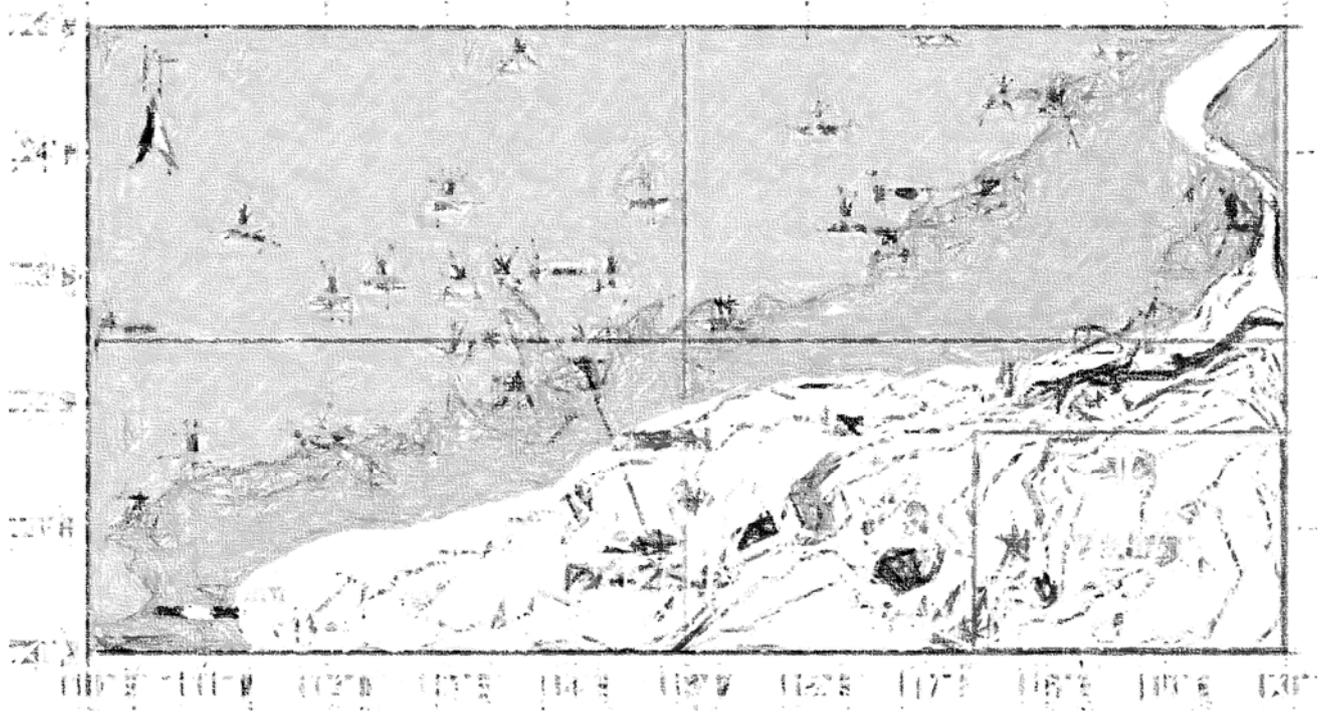


图 4.1-5 番禺 4-2/5-1 油田所在位置及其附近海域水深示意图

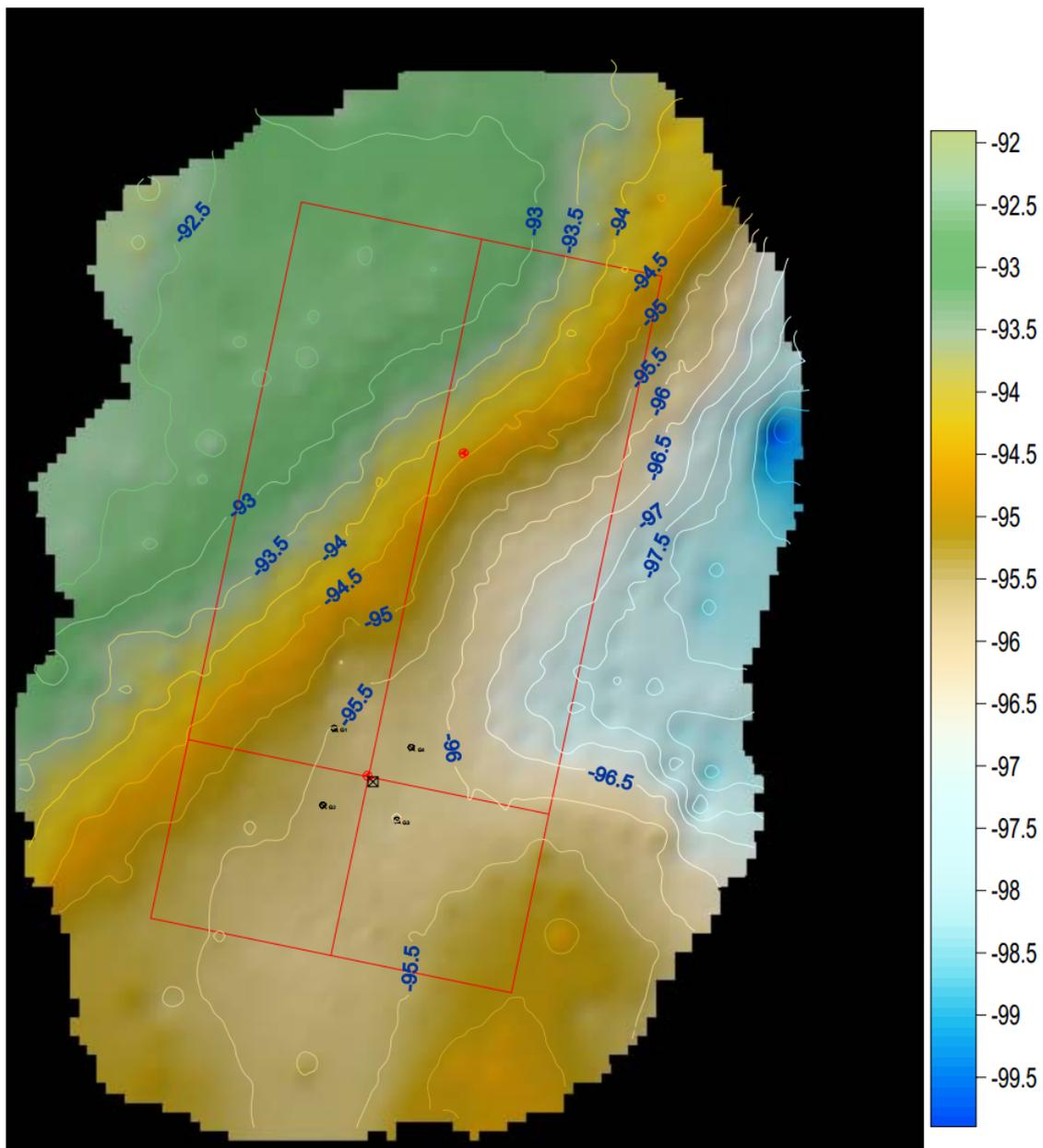


图 4.1-6 番禺 4-2 平台场址附近水深地形图

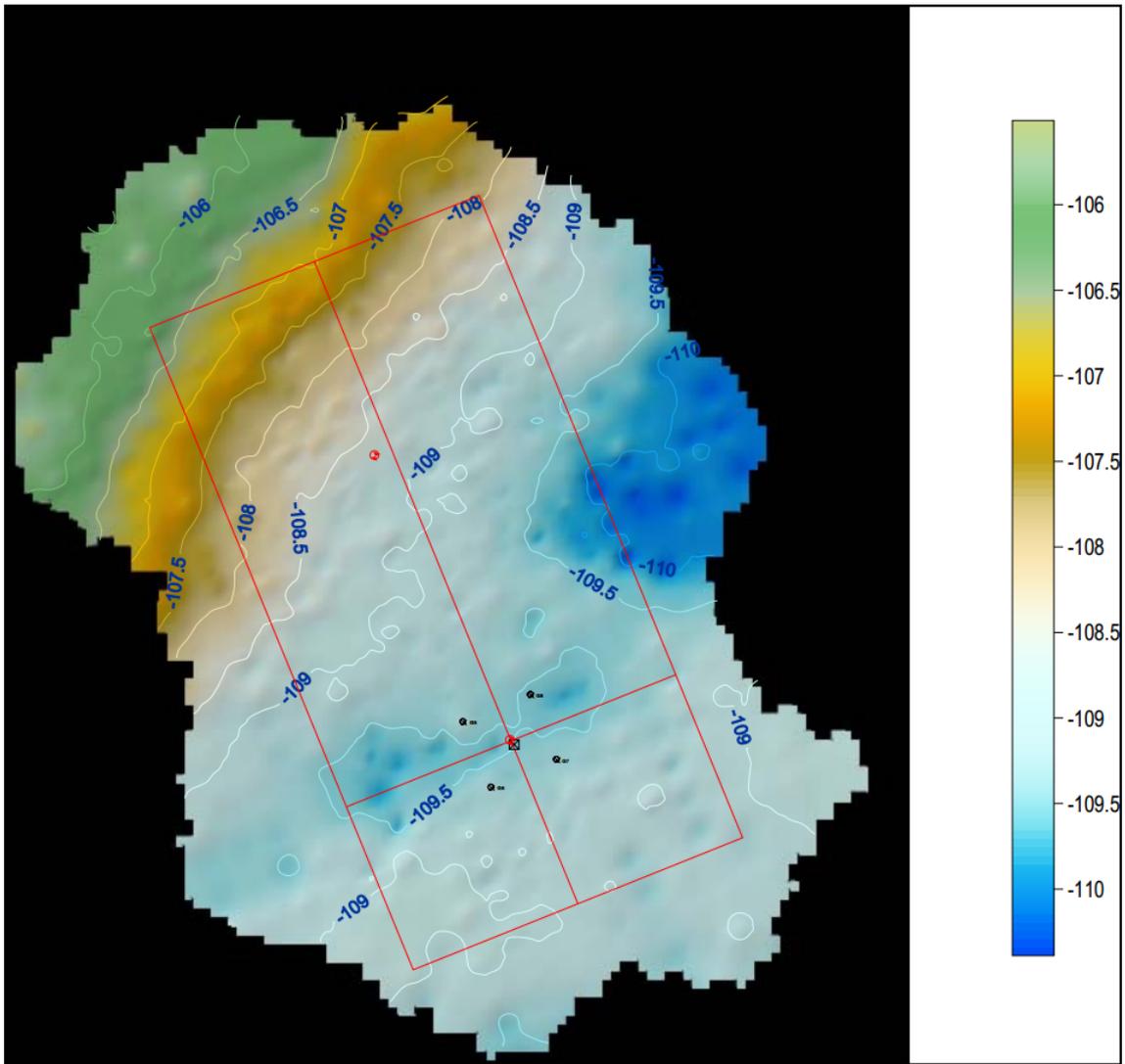


图 4.1-7 番禺 5-1 平台场址附近水深地形图

(2) 工程地质

番禺 4-2/5-1 油田开发工程区域位于珠江口外，属堆积型陆架区，其大型沉积盆地为新生代沉积，是厚达数千米至万余米的沉积物冲天第三纪和第四纪沉积盆地。该盆地一般坡度较小，约 5.7×10^{-4} ，但在北纬 21° 处，坡度则为 8.6×10^{-4} ，北纬 20° 以南的坡度则为 22.5×10^{-4} 。本区域的海底表层沉积物颗粒，由内往外逐渐变粗。底质由泥质沉积往外变为泥质砂，即以粉砂质软泥、粗砂、砾石等碎屑沉积为主。

4.2 海洋环境质量现状

本工程现状调查资料引用《番禺 10-4 油田开发工程秋季环境质量现状调查与评价》中的调查数据。调查单位为国家海洋局南海环境监测中心，调查内容为海水水质、沉积物质量、海洋生物生态和生物质量，调查时间为 2017 年 10 月 26 日~10 月 29 日。

本次调查的站位布设以 FPSO 为中心，在调查海域布设 4 条横断面，5 条纵断面，断面间距为 20km×20km，共 20 个调查站位，站位设置见图 4.2-1；此外在 PY4-2DPPA 平台、FPSO 周围布设加密站位（参见图 4.2-2），共 15 个站位；在 PY10-4W-1、PY10-4-1 设 2 个调查站位；共计 37 个调查站位。调查海区总共布设 37 个调查站位，其中水质调查站 37 个，水文气象观测站 37 个，沉积物调查站 23 个，生物生态（浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）调查站 23 个。调查站位坐标、调查项目见表 4.2-1。

表 4.2-1 水质、沉积物、海洋生物生态调查站位坐标

序号	站号	地理位置		调查项目
		经度 (E)	纬度 (N)	
1	P1			水质
2	P2			水质、沉积物、生物
3	P3			水质
4	P4			水质、沉积物、生物
5	P5			水质
6	P6			水质、沉积物、生物
7	P7*			水质、沉积物、生物
8	P8*			水质、沉积物、生物
9	P9*			水质
10	P10			水质、沉积物、生物
11	P11			水质
12	P12*			水质、沉积物、生物
13	P13*			水质、沉积物、生物
14	P14*			水质、沉积物、生物
15	P15			水质
16	P16			水质、沉积物、生物
17	P17			水质
18	P18			水质、沉积物、生物
19	P19			水质
20	P20			水质、沉积物、生物
21	P21			水质
22	P22			水质
23	P23*			水质、沉积物、生物
24	P24			水质
25	P25*			水质、沉积物、生物
26	P26*			水质、沉积物、生物
27	P27*			水质、沉积物、生物
28	P28*			水质、沉积物、生物
29	P29*			水质、沉积物、生物
30	P30			水质
31	P31			水质
32	P32*			水质、沉积物、生物
33	P33			水质
34	P34*			水质、沉积物、生物
35	P35*			水质、沉积物、生物

36	PY10-4-1			水质、沉积物、生物
37	PY10-4w-1			水质、沉积物、生物

注：1) 标为黑体的站位需采集平行双样（P1、P14、P27、P31 站）；2) 水文气象站同水质站；3) 带*号站位的需测阴离子表面活性剂和多环芳烃。

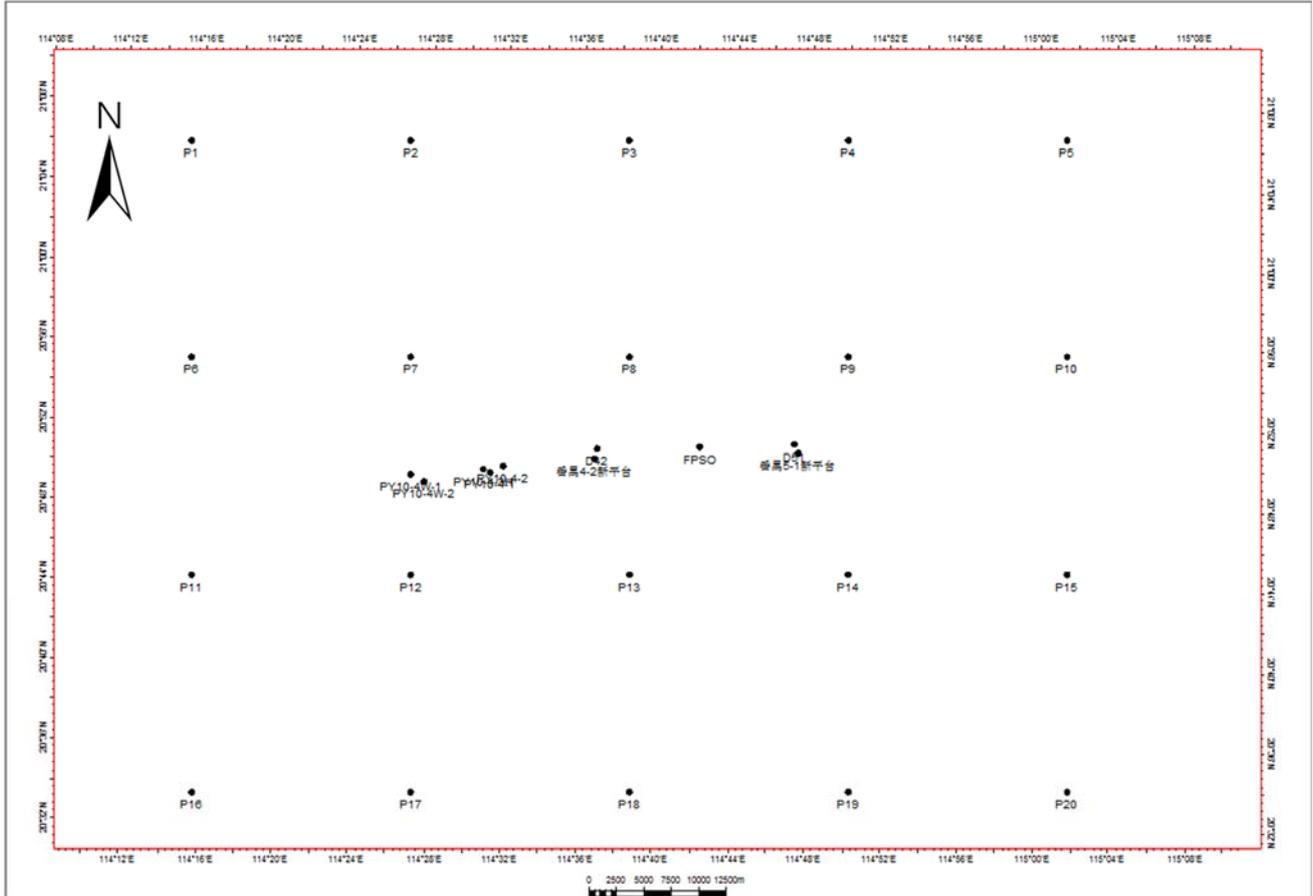


图 4.2-1 水质、沉积物、海洋生物调查站位布设图

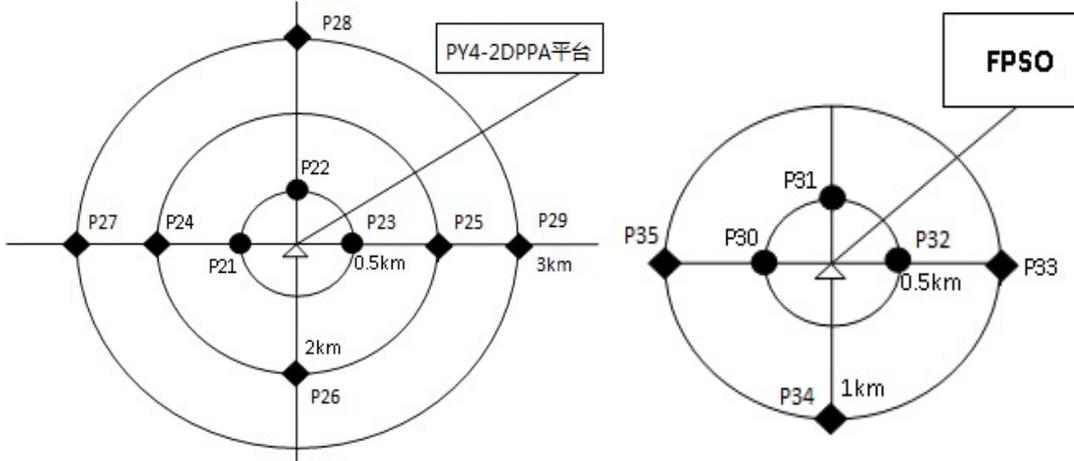


图 4.2-2 调查站位图 b

4.2.1 水环境质量现状与评价

4.2.1.1 评价因子

水质现状评价选用的评价因子有：pH、溶解氧（DO）、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚、阴离子表面活性剂和多环芳烃的组分之一苯并（a）芘等共 17 项。

4.2.1.2 评价标准

根据《广东省海洋功能区划》（2011-2020 年）和《广东省海洋生态红线》，本项目位于《广东省海洋功能区划》（2011-2020 年）和《广东省海洋生态红线》划定范围之外。位于《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》中的南海北部海域，该区域是我国重要的油气资源分布区，主要功能为矿产与能源开发、渔业。

本项目位于《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》中的南海北部海域，根据“海洋功能区分类及海洋环境保护要求”，油气区的海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量应不劣于现状水平。

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，对照《广东省海洋功能区划》（2011-2020 年）和《广东省海洋生态红线》中对项目临近海洋功能区的水质、沉积物和海洋生物质量管理目标要求，按《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）、《海洋生物质量》（GB18421-2001），筛选本项目各调查站位海洋环境质量标准执行情况。识别结果如下：

（1）本项目 2017 年海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋功能区划》（2011-2020 年）划定范围之外。

（2）本项目 2017 年海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋生态红线》划定范围之外。

综上所述，本项目海洋环境质量调查站位均位于功能区范围之外，海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价，评价至符合某类标准为止。

各评价因子的标准值见表 4.2 - 2。

表 4.2 - 2 海水水质标准（mg/L，pH 除外）

评价因子	第一类标准	第二类标准	第三类标准	第四类标准
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
溶解氧（DO）	>6mg/L	>5mg/L	>4mg/L	>3mg/L
化学需氧量（COD）	≤2mg/L	≤3mg/L	≤4mg/L	≤5mg/L
石油类	≤0.05mg/L		≤0.30mg/L	≤0.50mg/L

无机氮	≤200μg/L	≤300μg/L	≤400μg/L	≤500μg/L
活性磷酸盐	≤15μg/L	≤30μg/L		≤45μg/L
汞	≤0.05μg/L	≤0.2μg/L		≤0.5μg/L
砷	≤20μg/L	≤30μg/L	≤50μg/L	
锌	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤500μg/L
镉	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	
铅	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L
铜	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L	
总铬	≤50μg/L	≤100μg/L	≤200μg/L	≤500μg/L
硫化物	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤250μg/L
挥发性酚	≤5μg/L		≤10μg/L	≤50μg/L
阴离子表面活性剂 (以 LAS 计)	≤0.03 mg/L	≤0.10 mg/L		
苯并(a)芘	≤0.0025 μg/L			

4.2.1.3 调查结果

各站位各层水质调查结果见表 4.2 - 4。

4.2.1.4 评价结果

各层水质评价结果见表 4.2-5~表 4.2-9。

由表 4.2-5~表 4.2-9 可见，调查海区海水中 pH、化学需氧量 (COD)、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物、挥发性酚和苯并 (a) 芘的单项标准指数均小于 1。

调查海区海水中阴离子表面活性剂的单项标准指数变化范围为 0.20~1.30，经统计表层 7 个站位、10m 层 4 个站位、50m 层 4 个站位和底层 2 个站位样品含量超出第一类海水水质标准，均符合第二类海水水质标准；100m 层所有样品的含量均符合第一类海水水质标准。

调查海区海水中 DO 的单项标准指数变化范围为 0.01~1.93。经统计表层、10 m 层和 50m 层所有样品 DO 的含量均符合第一类海水水质标准；100m 层 5 个站位和底层所有样品含量均超出第一类海水水质标准，均符合第二类海水水质标准。

调查海区海水中 Pb 的单项标准指数变化范围为 0.15~1.80。表层 7 个站位、10m 层 6 个站位、50m 层 4 个站位和底层 2 个站位样品含量超出第一类海水水质标准，均符合第二海水水质标准；100m 层所有样品 Pb 的含量均符合第一类海水水质标准。

水质评价统计结果见表 4.2 - 3。

表 4.2 - 3 调查海区水质评价因子结果统计

评价因子		超出一类水质标准的站位	评价分类比例% (符合)				
			一类	二类	三类	四类	劣四类
DO	100m 层	P10、P14、P15、P19 和 P20, 共 5 个站	0	100	0	0	0
	底层	全部站位	0	100	0	0	0
Pb	表层	P1、P11、P14、P18、P21、P26 和 PY10-4w-1, 共 7 个站	81.1	18.9	0	0	0
	10m 层	P14、P18、P26、P27、P28 和 PY10-4w-1, 共 6 个站	83.8	16.2	0	0	0
	50m 层	P9、P14、P27 和 PY10-4w-1, 共 4 个站	89.2	10.8	0	0	0
	底层	P4 和 P14, 共 2 个站	94.6	5.4	0	0	0
阴离子表面活性剂	表层	P7、P12、P26-P28、P34 和 P35, 共 7 个站	53.3	46.7		0	
	10m 层	P7、P26-P28, 共 4 个站	73.3	26.7		0	
	50m 层	P8、P26-P28, 共 4 个站	73.3	26.7		0	
	底层	P8 和 P26, 共 2 个站	86.7	13.3		0	

表 4.2 - 4 水质要素分析结果

站名	日期	水温	pH	溶解氧	电导率	总硬度	总溶解固形物	总悬浮固形物	氨氮	亚硝酸盐氮	硝酸盐氮	总氮	总磷	活性磷	高锰酸盐指数	化学需氧量	生化需氧量	五日生化需氧量	透明度	色度	臭和味	肉眼可见物
1	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
2	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
3	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
4	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
5	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
6	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
7	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
8	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
9	1	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	2	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1
	3	18	7.5	8.5	150	150	150	150	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5	15	5	5	10	1	1	1

■	■	■	■	■	■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■		■	■	■		■	■	■	■	
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■		■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■		■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

注：“/”表示无数据；“未”表示未检出。

表 4.2-5 调查海区表层海水水质各评价因子的标准指数

■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

4.2.2 沉积物质量现状与评价

4.2.2.1 沉积物的组成及其类型

图 4.2-3 和表 4.2-10 为调查海区表层沉积物的粒度统计结果，各站各粒级含量变化范围为：主要成份砂：含量范围 59.2%~77.8%，平均为 68.1%；其次粉砂：含量范围 21.2%~38.7%，平均为 30.0%；少量粘土：1.0%~3.2%，平均为 1.9%；未见砾。各站位沉积物粒度组分差异较小，沉积物粒度为粉砂质砂（TS）或砂（S），属于较粗粒沉积相中值粒径 M_d 指示沉积物粒度频率分布的中心趋势，其大小反映了沉积物的平均动能情况，是水动力强弱的综合表征。调查海区沉积物样品中值粒径 M_d 的变化范围在 $1.76\Phi \sim 2.71\Phi$ (0.1533mm~ 0.2957mm) 之间，平均为 2.23Φ (0.2186mm)，详见图 4.2-3。从表 4.2-10 的 M_d 分布可见，调查区域中部 M_d 略大于周边，即粒径略小些。

表 4.2-10 表层沉积物类型及粒度参数

站号	砾	砂	粉砂	粘土	中值粒径 M_d		代号及名称
	(%)				ϕ	mm	
P2	■	■	■	■	■	■	■
P4	■	■	■	■	■	■	■
P6	■	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■	■
P8	■	■	■	■	■	■	■
P10	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■	■
P20	■	■	■	■	■	■	■
P23	■	■	■	■	■	■	■
P25	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■
P27	■	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■	■
P29	■	■	■	■	■	■	■
P32	■	■	■	■	■	■	■
P34	■	■	■	■	■	■	■
P35	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■

最大值	■	■	■	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■	■	■	■

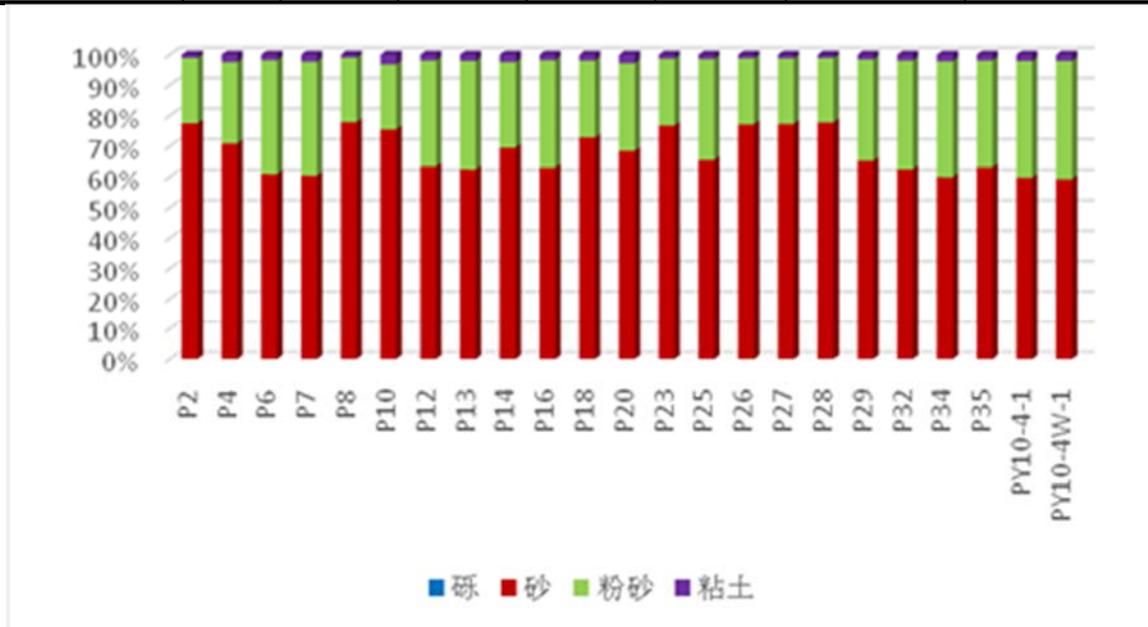


图 4.2-3 表层沉积物粒度组分分布

4.2.2.2 沉积物质量现状评价

(1) 评价因子

本次沉积物评价因子：有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类共 10 项。

(2) 评价标准

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，对照《广东省海洋功能区划》(2011-2020 年)和《广东省海洋生态红线》中对项目临近海洋功能区的水质、沉积物和海洋生物质量管理目标要求，按《海水水质标准》(GB3097-1997)、《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002)、《海洋生物质量》(GB18421-2001)，筛选本项目各调查站位海洋环境质量标准执行情况。识别结果如下：

1) 本项目 2017 年海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋功能区划》(2011-2020 年)划定范围之外。

2) 本项目 2017 年海洋环境质量调查站位均位于《广东省海洋生态红线》划定范围之外。

综上所述，本项目海洋环境质量调查站位均位于功能区范围之外，海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价，评价至符合某类标准为止。

表 4.2 - 11 沉积物质量标准

项目	有机碳 (10^{-2})	石油类 (10^{-6})	硫化物 (10^{-6})	铜 (10^{-6})	铅 (10^{-6})
第一类标准值	≤ 2.0	≤ 500.0	≤ 300.0	≤ 35.0	≤ 60.0

第二类标准值	≤3.0	≤1000.0	≤500.0	≤100.0	≤130.0
第三类标准值	≤4.0	≤1500.0	≤600.0	≤200.0	≤250.0
项目	锌 (10 ⁻⁶)	镉 (10 ⁻⁶)	汞 (10 ⁻⁶)	砷 (10 ⁻⁶)	铬 (10 ⁻⁶)
第一类标准值	≤150.0	≤0.50	≤0.20	≤20.0	≤80.0
第二类标准值	≤350.0	≤1.50	≤0.50	≤65.0	≤150.0
第三类标准值	≤600.0	≤5.00	≤1.00	≤93.0	≤270.0

(3) 评价结果

调查海区沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类的含量均符合第一类海洋沉积物质量标准限值要求，无超标样品。评价结果表明，调查海区表层沉积物质量良好。

表 4.2-12 调查海域沉积物调查结果

站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
	%	×10 ⁻⁶								
P2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.2-13 调查海域沉积物评价结果

站位	单项标准指数(Qij)									
	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
P2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

P6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
平均标准指数 Q_{ie}	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率(%)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

4.2.3 海洋生物生态现状与评价

与水质和沉积物现状调查同步，进行了叶绿素 a 含量（并据此估算初级生产力）、浮游植物、浮游动物、底栖生物的种类组成、生物量及密度分布。

4.2.3.1 叶绿素 a 与初级生产力

各站叶绿素 a 含量的具体情况见表 4.2-14，调查海域表层水体的叶绿素 a 含量在 0.07~0.29mg/m³ 之间，平均含量 0.13mg/m³；

10m 层的叶绿素 a 含量在 0.08~0.30mg/m³ 之间，平均含量 0.13mg/m³；

50m 层的叶绿素 a 含量在 0.08~0.28mg/m³ 之间，平均含量 0.13mg/m³；

100m 层的叶绿素 a 受水深的影响，数据较少，含量在 0.09~0.12mg/m³ 之间，平均含量 0.10mg/m³；

底层水体的叶绿素 a 含量在 0.08~0.31 mg/m³ 之间，平均含量 0.20mg/m³。

水平分布上，表层、10m 层、50m 层和底层均呈现海区西部高，东部低的规律。100m 层数据较少，无明显分布规律。垂直分布上可以看到，海区叶绿素 a 含量底层最高，其余各水层

相差不大。从4条断面叶绿素a的垂直分布上可以看到，叶绿素a含量均是由表层向底层增加的趋势，且顺着大陆架从外海向大陆叶绿素a含量逐渐升高。

根据生物学参考标准（叶绿素a含量低于5mg/m³为贫营养，(10~20) mg/m³为中营养，超过30mg/m³为富营养），调查海区叶绿素a含量指示该海区为典型贫营养海域。

初级生产力计算结果见表4.2-14。根据贾晓平等的《海洋渔场生态环境质量状况综合评价方法探讨》（中国水产科学，第10卷第2期，2003年4月），将初级生产力水平划分为6个等级，见表4.2-15。调查海域的初级生产力水平在(0.99~3.21) × 10² mg·C/(m²·d)之间，平均值1.66 × 10² mg·C/(m²·d)；初级生产力的水平分布与底层叶绿素a含量的水平分布相似，含量由调查区域西部向东部递减，海区初级生产力总体水平处于低水平。

表 4.2-14 各站位叶绿素 a(mg/m³)和海洋初级生产力(mg · C/(m² · d))

站位	叶绿素 a(mg/m ³)						初级生产力 (mg·C/(m ² ·d))
	表层	10m层	50m层	100m层	底层	平均	
P1							
P2							
P3							
P4							
P5							
P6							
P7							
P8							
P9							
P10							
P11							
P12							
P13							
P14							
P15							
P16							
P17							
P18							
P19							
P20							
P21							
P22							
P23							
P24							
P25							
P26							
P27							
P28							
P29							
P30							
P31							
P32							
P33							
P34							

P35	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■	■	■	■

注：“—”表示未测定

表 4.2-15 初级生产力水平分级 (单位: $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)

项目	等级					
	1	2	3	4	5	6
水平状况	低水平	中低水平	中等水平	中高水平	高水平	超高水平
水平指数	>1.0	1.0~0.8	0.8~0.6	0.6~0.4	0.4~0.2	<0.2
初级生产力	<200	200~300	300~400	400~500	500~600	>600

4.2.3.2 浮游植物

本次调查区域共布设 23 个浮游植物站, 调查区采集样品的鉴定分析结果, 调查海域共出现浮游植物 3 门 36 属 131 种。硅藻种类最多, 有 21 属 67 种, 占总物种数的 51.15%; 甲藻有 14 属 61 种, 占总物种数的 46.56%, 蓝藻有 2 属 3 种。海区出现赤潮生物 40 种, 占总物种数的 30.53%; 海区未发现有毒赤潮种类。

各站位浮游植物细胞密度列于表 4.2-16, 根据贾晓平等的《海洋渔场生态环境质量状况综合评价方法探讨》(中国水产科学, 第 10 卷第 2 期, 2003 年 4 月), 将浮游植物个体数量水平划分为 6 个等级, 见表 4.2-17。由表可知, 调查海区各站位浮游植物密度变化范围在 $(1.86\sim 4.69)\times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均密度为 2.88×10^4 个/ m^3 , 最高值和最低值分别出现在 P7 站和 P20 站, 经等级鉴定, 为低水平。硅藻在各站位的密度介于 $(0.54\sim 2.84)\times 10^4$ 个/ m^3 之间, 最高值和最低值分别出现在 P23 站和 P34 站, 海区平均密度为 1.68×10^4 个/ m^3 , 占总平均密度的 58.27%; 甲藻在各站位的密度介于 $(0.27\sim 2.13)\times 10^4$ 个/ m^3 之间, 最高值和最低值分别出现在 P2 站和 P26 站, 海区平均密度为 1.16×10^4 个/ m^3 , 占总平均密度的 40.37%。浮游植物个体密度的水平分布上总体呈现平台附近海域较高, 外围海域较低的特点。

表 4.2-16 各站浮游植物个体数量 ($\times 10^4$ 个/ m^3)

站位	硅藻	甲藻	蓝藻	总密度
P2	■	■	■	■
P4	■	■	■	■
P6	■	■	■	■
P7	■	■	■	■
P8	■	■	■	■
P10	■	■	■	■

P12	■	■	■	■
P13	■	■	■	■
P14	■	■	■	■
P16	■	■	■	■
P18	■	■	■	■
P20	■	■	■	■
P23	■	■	■	■
P25	■	■	■	■
P26	■	■	■	■
P27	■	■	■	■
P28	■	■	■	■
P29	■	■	■	■
P32	■	■	■	■
P34	■	■	■	■
P35	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

表 4.2-17 浮游植物个体数量水平分级 (单位: $\times 10^4$ 个/ m^3)

项目	等级					
	1	2	3	4	5	6
水平状况	低水平	中低水平	中等水平	中高水平	高水平	超高水平
水平指数	>1.0	1.0~0.8	0.8~0.6	0.6~0.4	0.4~0.2	<0.2
浮游植物	<20	20~50	50~75	75~100	100~200	>200

经计算,各站位浮游植物多样性指数、均匀度和丰富度列于表 4.2-18。由表可见海区各站位多样性指数变化范围在 2.36~5.15 之间,平均值为 4.25,其中除 P6 站位的多样性指数为 2.36,表现为轻度污染,其他站位生物多样性指数均大于 3,表现为清洁。均匀度变化范围在 0.66~0.95 之间,平均值为 0.91,均匀性良好;丰富度指数变化范围在 0.99~3.45 之间,平均值为 2.22,丰富度较高。以上指标显示该海区生态环境良好,群落结构较稳定。

表 4.2-18 浮游植物多样性指数、均匀度和丰度

站号	种数	H'	J'	d
P2	■	■	■	■
P4	■	■	■	■
P6	■	■	■	■
P7	■	■	■	■

P8	■	■	■	■
P10	■	■	■	■
P12	■	■	■	■
P13	■	■	■	■
P14	■	■	■	■
P16	■	■	■	■
P18	■	■	■	■
P20	■	■	■	■
P23	■	■	■	■
P25	■	■	■	■
P26	■	■	■	■
P27	■	■	■	■
P28	■	■	■	■
P29	■	■	■	■
P32	■	■	■	■
P34	■	■	■	■
P35	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

4.2.3.3 浮游动物

本次调查共布设 23 个浮游动物调查站，现场调查采用大型浮游生物网(网口面积 0.5m²，网口直径 80cm，网长为 280cm)由海底至海面垂直拖网一次，样品在现场用甲醛溶液固定，终浓度 5%，带回实验室在光学显微镜下进行种类鉴定和个体计数。

本次秋季调查期间共鉴定出终生浮游动物 194 种和 16 类阶段性浮游幼体（详含鱼卵、仔稚鱼）。各类群种，以桡足类种类最多，为 108 种，占总种数的（含阶段性浮游幼体）51.4%；其次是刺胞动物，为 26 种，占 12.4%；端足类和被囊类分别有 15 种和 14 种，各占 7.1%和 6.7%；其余类群的种类数相对较少，均少于 10 种。

各站位浮游动物丰度变化在 7.69~139.75 ind./m³ 之间，平均丰度为 47.51 ind./m³，最高值和最低值分别出现在 PY10-4-1 站和 P20 站（表 4.2-19）。

调查海区各站位浮游动物占据数量优势的类群以桡足类、被囊类和毛颚类为主，超过 80% 的站位这三类的丰度之和占该站位总丰度的 80%以上，所有站位这三类的数量之和在该站位

占据 70%以上的优势，个别站位原生动物也有较高的数量分布。（表 4.3-2）。

各站位浮游动物的生物量变化在 9.83~109.81 mg/m³，平均值为 45.92 mg/m³，最高值和最低值分别出现在 P7 站和 P26 站。调查海区浮游动物生物量呈不均匀的斑状分布。

表 4.2-19 浮游动物丰度 (ind/m³) 和生物量 (mg/m³)

站号	丰度 (ind./m ³)					生物量(mg/m ³)
	被囊类	桡足类	浮游幼体	其他	合计	
P2	■	■	■	■	■	■
P4	■	■	■	■	■	■
P6	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■
P8	■	■	■	■	■	■
P10	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■
P20	■	■	■	■	■	■
P23	■	■	■	■	■	■
P25	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■
P27	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■
P29	■	■	■	■	■	■
P32	■	■	■	■	■	■
P34	■	■	■	■	■	■
P35	■	■	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■	■	■

经计算，监测海区浮游动物的种类多样、丰富度及均匀度指数见表 4.2-20。浮游动物的种类多样性指数在 4.17~5.14 之间，平均值为 4.65；均匀度指数在 0.70~0.84 之间，平均值为 0.78；丰富度指数在 10.38~17.27 之间，平均值为 14.02。调查海区浮游动物的种类多样性指数和丰富度指数均处于较高的水平，这是由于调查海域位于外海，浮游动物种类十分丰富，且各个种类

都没有较大的数量优势，使得各站位浮游动物的均匀度指数差异较小。

表 4.2-20 浮游动物的种类数量、种类多样指数及均匀度

站号	H'	J'	D	站号	H'	J'	D
P2	■	■	■	■	■	■	■
P4	■	■	■	■	■	■	■
P6	■	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■	■
P8	■	■	■	■	■	■	■
P10	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■	■
P20	■	■	■	■	■	■	■

4.2.3.4 底栖生物

本次调查定性和定量样品经鉴定共获生物 7 大类 120 种，其中节肢动物最多，有 49 种，占总种类数的 40.8%；其次为脊索动物，有 29 种，占 24.2%；软体动物有 20 种，占 16.7%；棘皮动物有 17 种，占 14.2%；环节动物有 3 种，占 2.5%；腔肠动物和蠕虫动物各有 1 种，各占 0.8%。

本调查海区底栖生物各站定量样品生物量和栖息密度见表 4.2-21。海区平均生物量为 3.29g/m²，平均栖息密度为 13.3ind./m²。生物量的组成以节肢动物为主，平均为 1.56g/m²，占生物量组成的 47.6%，生物量组成为：节肢动物>棘皮动物>蠕虫动物>软体动物>腔肠动物>环节动物。栖息密度的组成以节肢动物为主，平均为 13.04ind./m²，占栖息密度组成的 42.9%，栖息密度组成为：棘皮动物>节肢动物>环节动物>软体动物>(蠕虫动物=腔肠动物)。底栖生物各类群的平均生物量和平均栖息密度及其百分比组成详见表 4.2-22。

表 4.2-21 底栖生物各站的生物量(g/m²)和栖息密度(ind./m²)

站号	P2	P4	P6	P7	P8	P10	P12	P13	P14	P16	P18	P20
栖息密度	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
生物量	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
站号	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
栖息密度	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
生物量	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.2-22 底栖生物各类群的平均生物量和平均栖息密度

类群		环节动物	节肢动物	棘皮动物	脊索动物	软体动物	昆虫动物	合计
生物量	g/m ²	■	■	■	■	■	■	■
	%	■	■	■	■	■	■	■
栖息密度	ind./m ²	■	■	■	■	■	■	■
	%	■	■	■	■	■	■	■

根据定性拖网样品分析结果进行计算调查海域的底栖生物的种类多样性指数 H' 、均匀度指数 J' 和丰度 d ，其计算方法与浮游植物的相同，计算结果见表 4.2-23。由表 4.2-23 可知：调查海区底栖生物种类多样性指数的变化范围为 3.07~4.37，平均值为 3.82；均匀度的变化范围为 0.78~0.95，平均值为 0.87；丰富度 d 的变化范围为 2.71~5.76，平均值为 4.60。由此可以看出调查海区生物多样性较好，生物种类分布均匀，生物群落较稳定，种类丰富度较好，底栖生物种类较丰富。

表 4.2-23 底栖生物群落多样性指数、均匀度和丰富度

站号	种数	H'	J'	d
P2	■	■	■	■
P4	■	■	■	■
P6	■	■	■	■
P7	■	■	■	■
P8	■	■	■	■
P10	■	■	■	■
P12	■	■	■	■
P13	■	■	■	■
P14	■	■	■	■
P16	■	■	■	■
P18	■	■	■	■
P20	■	■	■	■
P23	■	■	■	■
P25	■	■	■	■
P26	■	■	■	■
P27	■	■	■	■
P28	■	■	■	■
P29	■	■	■	■
P32	■	■	■	■
P34	■	■	■	■
P35	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■
范围		■	■	■
均值		■	■	■

4.2.3.5 生物质量现状与评价

本次调查共测定底栖生物残毒样品 30 个，鱼类 8 种 23 个，甲壳类 1 种 4 个，软体类 1 种 3 个，各站底栖生物样品体内污染物的含量状况详见表 4.2-24。从表 4.2-24 中可以看出，不同生物体内的污染物含量有所不同，甲壳类体内的铜含量相对偏高。

表 4.2-24 底栖生物体污染物含量状况(单位: $\times 10^{-6}$ 湿重)

站号	种名	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
P10									
P10									
P12									
P13									
P13									
P14									
P14									
P16									
P18									
P2									
P20									
P23									
P25									
P26									
P26									
P26									
P27									
P28									
P28									
P29									
P29									
P32									
P34									
P35									
P4									
P6									
P7									
P8									
PY10-4-1									
PY10-4W-1									
平均值									

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

注：“nd”表示未检出，未检出的数据在检出率为1/2以上（含1/2）时，统计时以检出限的1/2表示。

评价因子选取 Hg、Cu、Pb、Cd、Zn 和石油烃。贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》(GB 18421-2001)规定的第一类标准值；软体类（螺类和头足类）、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质（除铬、砷、石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸和海涂资源综合监测简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量（软体类、鱼类）的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线监测技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准，铬、砷和多环芳烃无可参考的评价标准，暂不予评价。各类生物体污染物评价标准详见表 4.2-25。

表 4.2-25 生物体污染物评价标准 (单位: $\times 10^{-6}$ 湿重)

类别	Hg	Cu	Pb	Cd	Zn	石油烃
软体类	■	■	■	■	■	■
甲壳类	■	■	■	■	■	■
鱼类	■	■	■	■	■	■
检出限	■	■	■	■	■	■

从表 4.2-26 中可以看出，底栖生物样品中，鱼类、甲壳类和软体类的各项评价因子的单项标准指数值均小于 1，满足生物质量标准的要求。由此可见，海区底栖生物中鱼类、甲壳类和软体类生物质量较好，各项评价因子均未超标，说明调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

表 4.2-26 调查海域生物质量标准指数

站号	种名	Hg	Cu	Pb	Cd	Zn	石油烃
P10	■	■	■	■	■	■	■
P10	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■	■
P2	■	■	■	■	■	■	■
P20	■	■	■	■	■	■	■
P23	■	■	■	■	■	■	■
P25	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■
P27	■	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■	■

P29	■	■	■	■	■	■	■
P29	■	■	■	■	■	■	■
P32	■	■	■	■	■	■	■
P34	■	■	■	■	■	■	■
P35	■	■	■	■	■	■	■
P4	■	■	■	■	■	■	■
P6	■	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■	■
P8	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4-1	■	■	■	■	■	■	■
PY10-4W-1	■	■	■	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■

4.2.3.6 海洋生物生态评价结论

(1) 由叶绿素 a 水平来看, 调查海区属于典型的贫营养海区。2017 年 10 月调查, 海区各水层叶绿素 a 含量变化范围在 (0.07~0.31) mg/m³。海区各水层叶绿素 a 分布均呈现调查区域西部向东部递减的规律。从断面叶绿素 a 的垂直分布上可以看到, 叶绿素 a 含量均呈现由表层向底层增加的趋势, 且顺着大陆架从外海向大陆叶绿素 a 含量逐渐升高。各站海洋初级生产力差异较大, 变化为 (0.99~3.21) × 10²mg · C/(m² · d)。海洋初级生产力分布与叶绿素 a 一致, 呈现调查区域西部向东部递减的规律。

(2) 海区生态类型主要为外洋暖温群落、暖水群落、沿岸暖温性群落、广温广盐群落、外洋广温群落。调查海区浮游植物多样性较高, 种类较多, 浮游植物群落稳定。

(3) 调查海区浮游动物的种类多样性指数和丰富度指数均处于较高的水平, 各站均匀度指数差异不大。

(4) 调查海区生物多样性较好, 生物种类分布均匀, 生物群落较稳定, 种类丰富度较好, 底栖生物种类较丰富。

(5) 调查海区底栖生物样品中, 鱼类、甲壳类和软体类的生物质量较好, 各项评价因子均未超标, 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。整体上看, 调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

4.2.4 渔业资源现状与评价

拟建工程选取《番禺 10-4 油田开发工程渔业资源秋季调查报告》中 2017 年秋季中国水产

科学研究院南海水产研究所对拟建工程周围海域的秋季调查资料。

4.2.4.1 调查时间和范围

渔业资源调查范围为项目附近海域，游泳动物和鱼卵仔鱼各布设 12 个调查断面，其中游泳动物采用底拖网进行调查，鱼卵仔鱼采用水平拖网和垂直拖网两种方式进行调查，调查时间为 2017 年 11 月 21 日-11 月 29 日，具体调查站位见图 4.2-2 和表 4.2-27。



图 4.2-4 秋季渔业资源调查站位图
表 4.2-27 调查站点经纬度

断面	纬度	经度	调查内容
S1			游泳生物、鱼卵仔鱼
S2			游泳生物、鱼卵仔鱼
S3			游泳生物、鱼卵仔鱼

S4				游泳生物、鱼卵仔鱼
S5				游泳生物、鱼卵仔鱼
S6				游泳生物、鱼卵仔鱼
S7				游泳生物、鱼卵仔鱼
S8				游泳生物、鱼卵仔鱼
S9				游泳生物、鱼卵仔鱼
S10				游泳生物、鱼卵仔鱼
S11				游泳生物、鱼卵仔鱼
S12				游泳生物、鱼卵仔鱼

4.2.4.2 调查方法

运用数理统计方法，对调查数据和渔业统计数据进行分析，研究调查水域生物资源的群落结构、生物资源数量分布和主要经济种类，以及鱼卵、仔稚鱼的种类、数量和分布。底拖网的渔获量统计包含了鱼类、甲壳类和头足类 3 大类；灯光罩网的渔获量统计也包含了鱼类、甲壳类和头足类 3 大类；浮游生物采集统计了浮游动物的数量和尾数，浮游植物的细胞数、仔稚鱼的种类和数量。

游泳动物：调查船：“北渔 60011”，总吨位 300 t，主机功率 441 kW，船长 36.8 m，型宽 6.8 m，型深 3.8 m。调查网具为底拖网，网具规格为：网衣长 59.5 m，网口目尺寸 40 mm，网口拉深周长为 80.8 m，网口宽度 37.7 m。渔业资源调查均按《海洋调查规范》及中华人民共和国农业部 2008 年 3 月颁布的《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》进行，采样均于白天进行，拖时为 1 h（S10 断面由于网具受损，仅拖网半小时），拖速为 2.8~3.2 kn，平均拖速为 3.0 kn。每次放网 1 张。

鱼卵、仔稚鱼按照国家《海洋调查规范》，鱼卵仔鱼样品采用大型浮游生物网于表层水平拖曳 10 分钟取得，拖速约 1.5 节。垂直样品采用浅水 I 型浮游生物网采集。采样时间为 2016 年 11 月，调查站位 12 个，每站进行水平拖网 1 次，共取得 12 个鱼卵仔鱼样品。海上捕获的浮游生物样品用福尔马林固定，带回实验室后将鱼卵仔鱼标本单独挑出，在解剖镜下计数和鉴定。

4.2.4.3 鱼卵、仔稚鱼

① 种类组成

在采集的样品中，共鉴定出 11 个种类，隶属于 11 属 11 科。

在调查的 12 个站位中，水平拖网共捕获鱼卵 1,041 粒，仔稚鱼 23 尾。鱼卵数量以鳀科占优势，占总数的 36.7%，其次是鲷科，占总数的 18.8%，舌鳎科占 18.7%，小公鱼占 7.5%，小

沙丁鱼占 4.2%，鳀目占 1.7%，带鱼占 1.4%，其余种类占 10.8%。仔鱼数量以小沙丁最多，占总数的 30.4%，其次是石首鱼科，占 17.4%，鲹科和鳊，各占 13.0%，鳀目绯鲤和鲷科，各占 8.7%。出现的经济种类有以上 11 种，鲷科和鳊为优质种类。

②数量分布

11 月是鱼类产卵低谷期，加上调查海域离岸较远，属近海海域，因此本次捕获的鱼卵仔鱼数量比较少。水平拖网调查 12 个站位共采到鱼卵 1,041 粒，平均密度为 375 粒/1000m³，仔稚鱼 23 尾，平均密度为 8.3 尾/1000m³。鱼卵仔鱼均没有出现明显密集区，鱼卵数量以 S6 和 S7 站较多，密度为 557 粒/1000m³ 和 536 粒/1000m³。仔鱼密度普遍很低，以 S7 站密度最高，为 17.3 尾/1000m³（表 4.2-28）。

垂直拖网捕获的鱼卵仔鱼数量很少，鱼卵共 14 粒，仔鱼 2 尾，换算成密度也很低，比水平拖网低（表 4.2-29），应以水平拖网为准。

表 4.2-28 水平拖网各站位鱼卵仔鱼密度 ind/1000 m³

站位		S1	S2	S3	S4	S5	S6
密度	鱼卵	■	■	■	■	■	■
	仔鱼	■	■	■	■	■	■
站位		■	■	■	■	■	■
密度	鱼卵	■	■	■	■	■	■
	仔鱼	■	■	■	■	■	■

表 4.2-29 垂直拖网各站位鱼卵仔鱼密度 ind/1000 m³

站位		S1	S2	S3	S4	S5	S6
密度	鱼卵	■	■	■	■	■	■
	仔鱼	■	■	■	■	■	■
站位		■	■	■	■	■	■
密度	鱼卵	■	■	■	■	■	■
	仔鱼	■	■	■	■	■	■

4.2.4.4 鱼类资源状况

①种类组成

本次调查捕获的鱼类 137 种。鱼类中大多数种类为我国沿岸、浅海渔业的兼捕对象，且均为海水种，属于印度洋、太平洋区系，并以栖息于中层、中上层的暖水性的种类占优势。

②鱼类资源密度估算

本次调查，鱼类的资源密度见表 4.2-30。从表 4.2-30 可得出其平均重量密度和平均个体密度分别为 396.19 kg/km² 和 24301 ind/km²。鱼类重量密度最高为 S8 断面，为 1082.77 kg/km²，最低为 S1 断面，重量密度为 134.13 kg/km²；鱼类个体密度最高也出现在 S8 断面，为 67077

ind/km²，最低为 S10 断面，为 3279 ind/km²。

表 4.2-30 鱼类资源密度

断面	重量密度 (kg/km ²)	个体密度 (ind/km ²)
S1		
S2		
S3		
S4		
S5		
S6		
S7		
S8		
S9		
S10		
S11		
S12		
平均		

③主要经济鱼类产卵场与洄游分布

由于南海北部属亚热带气候，其鱼类普遍具有产卵期长，产卵分布广泛等特点，因此广东海域的重要渔业资源种类的产卵场都几乎遍布整个广东海域。油田海域为这些渔业资源种类的索饵场。

油田附近海域主要底鱼产卵场包括蓝圆鲹产卵场、多齿蛇鲭产卵场、鲈鱼产卵场、深水金线鱼产卵场、绯鲤类产卵场和短尾大眼鲷产卵场，它们都属于南海底层、近底层鱼类产卵场。

蓝圆鲹粤东外海区产卵场：约 [redacted]，水深约 70m~180m，产卵期 2~5 月。番禺 4-2/5-1 油田所处海域距蓝圆鲹产卵场约 66km。拟建工程所处海域为其索饵场及其洄游通道（图 4.2-5）。

多齿蛇鲭，遍布广东沿海 120m 以内浅海区，海南岛以东至珠江口外水深 50~90m 的海域以及台湾浅海海域，全年均可产卵，以 3~8 月产卵量较大，拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-6）。

鲈鱼粤东外海区产卵场：约 [redacted]，水深约 90m~200m，产卵期 2~4 月。番禺 4-2/5-1 油田所处海域距鲈鱼粤东外海区产卵场约 136km。拟建工程所处海域为其索饵场（图 4.2-7）。

深水金线鱼产卵场：广泛分布于南海北部水深约 90m~200m，产卵期 3~9 月。拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-8）。

绯鲤类珠江口-粤西外海区产卵场：[redacted]，水深约 60m~100m，产卵期 3~6 月。拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-9）。

短尾大眼鲷南海北部产卵场：广泛分布于南海北部水深 71m~107m 等深线范围内，由海南岛东部向东北延伸到汕尾外海。产卵期 4~7 月。拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-10）。

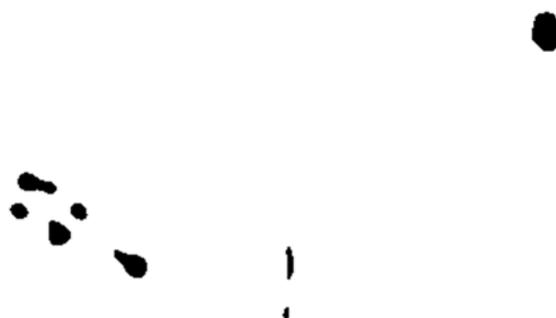


图 4.2-5 蓝圆鲹产卵场、索饵场、洄游路线分布图

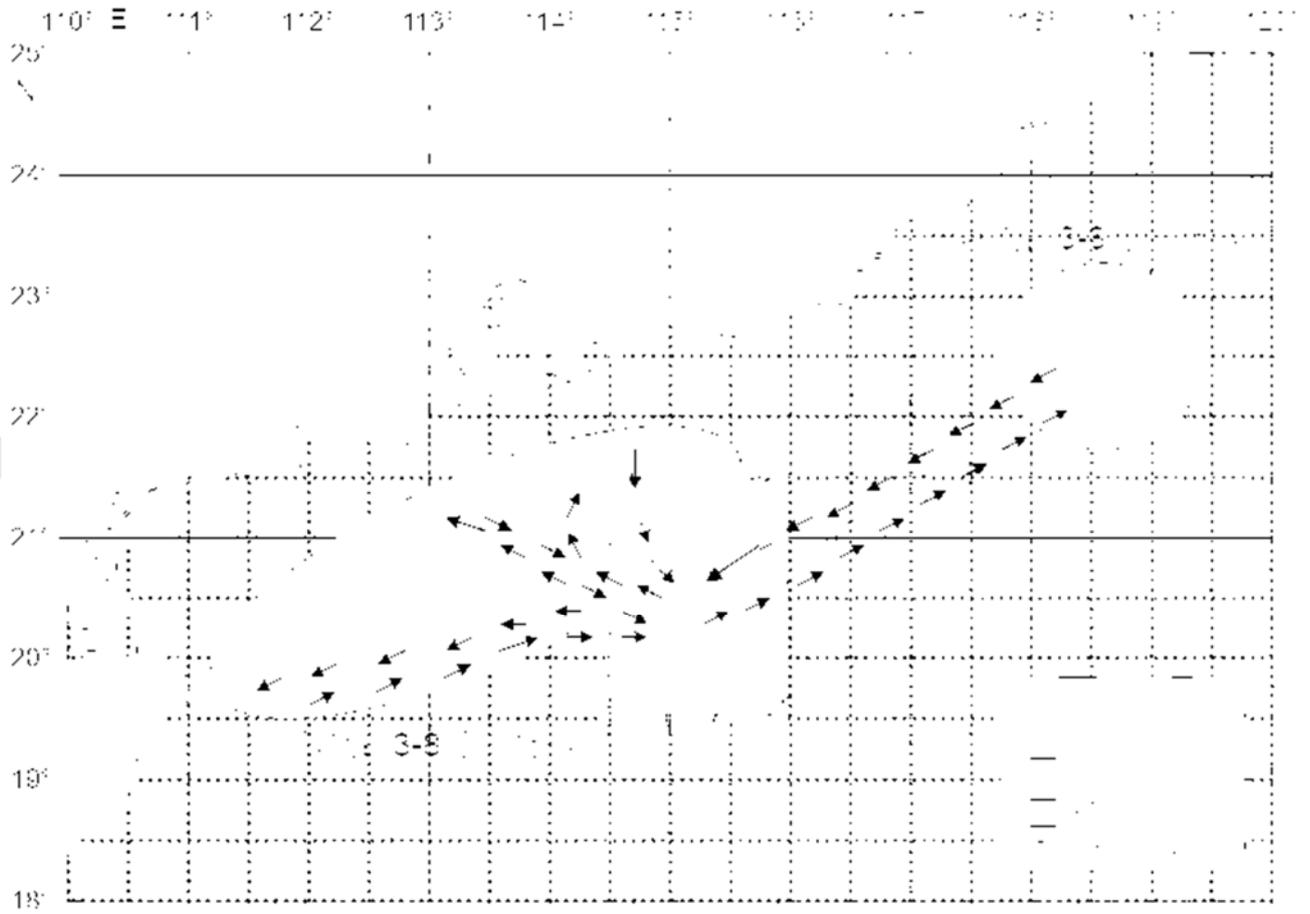


图 4.2-6 多齿蛇鲻产卵场、索饵场、洄游路线分布图

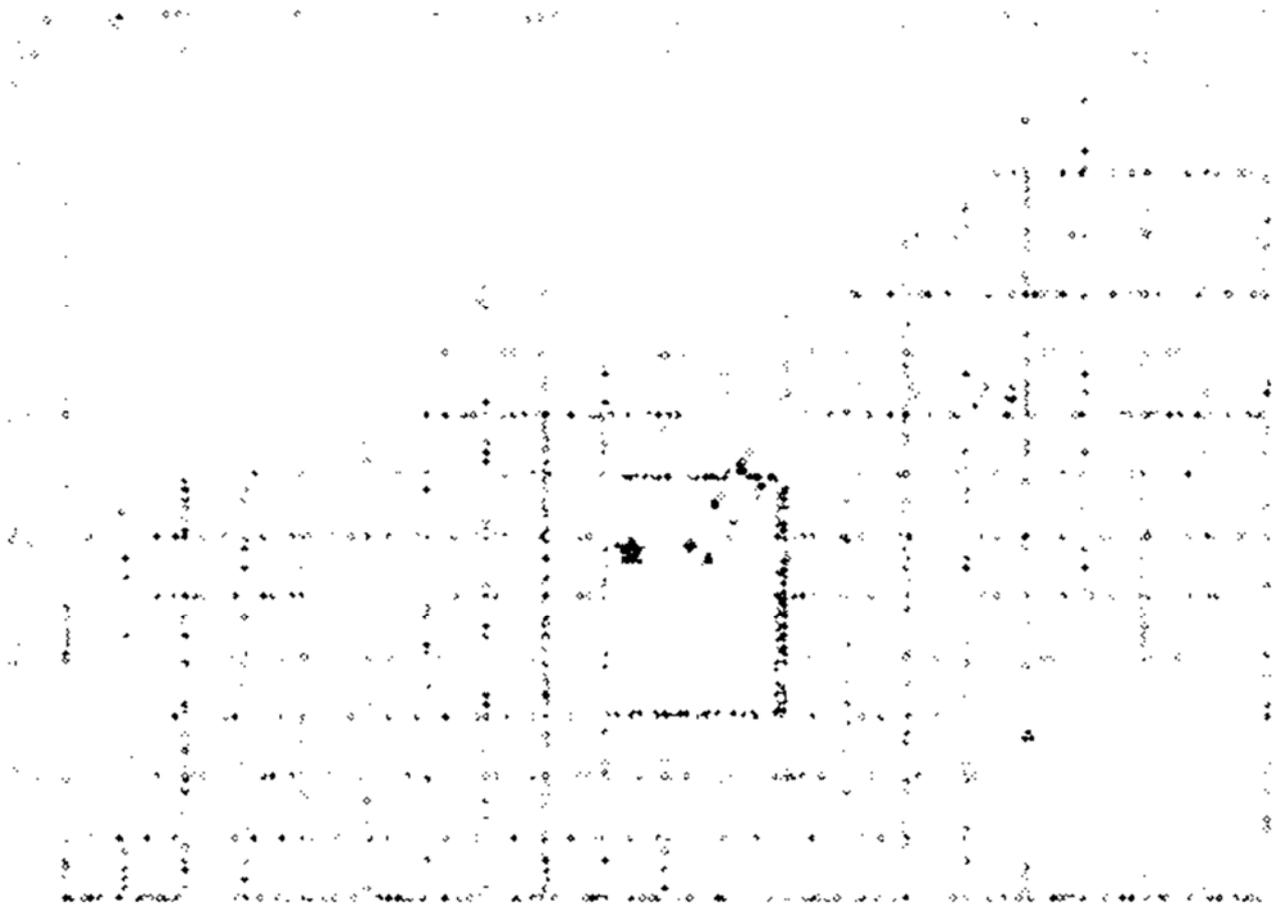


图 4.2-7 鲇鱼产卵场、索饵场、洄游路线分布图



图 4.2-8 深水金线鱼产卵场、索饵场、洄游路线分布图



图 4.2-9 鲢鲤类产卵场、索饵场、洄游路线分布图

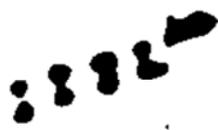


图 4.2-10 短尾大眼鲷产卵场、索饵场、洄游路线分布图

4.2.4.5 头足类资源状况

①种类组成

本次调查海域内捕获的头足类有 14 种。隶属于 3 目 4 科 6 属，其中枪乌贼科和乌贼科种类最多，均为 5 种。

②头足类的资源密度估算

本次调查中，头足类的资源密度见表 4.2-31。从表 4.2-31 可得出，所调查的 12 个断面有 11 个出现头足类，出现率为 91.67%。头足类的平均重量密度和平均个体密度分别为 $98.46\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $5228\text{ind}/\text{km}^2$ 。重量密度最高出现在 S8 断面，为 $375.12\text{kg}/\text{km}^2$ ，个体密度最高出现在 S9 断面，均为 $18758\text{ind}/\text{km}^2$ 。

表 4.2-31 头足类资源密度

断面	重量密度 (kg/km^2)	个体密度 (ind/km^2)
S1	■	■
S2	■	■
S3	■	■
S4	■	■

S5		
S6		
S7		
S8		
S9		
S10		
S11		
S12		
平均		

4.2.4.6 甲壳类资源状况

①种类组成

本次调查，共捕获的甲壳类 13 种，其中：虾类 8 种，蟹类 4 种和虾姑类 1 种。

②甲壳类资源密度评估

本次调查的 12 个站位中，有 11 个站位出现甲壳类，其资源密度见表 4.2-32。从表 4.2-32 得出其平均重量密度和平均个体密度分别为 $6.42\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $764\text{ind}/\text{km}^2$ 。平均重量密度最高为 S12 断面，为 $24.63\text{kg}/\text{km}^2$ 。平均个体密度最高也出现在 S12 断面，密度为 $4851\text{ind}/\text{km}^2$ 。

表 4.2-32 甲壳类资源密度

断面	重量密度 (kg/km^2)	个体密度 (ind/km^2)
S1		
S2		
S3		
S4		
S5		
S6		
S7		
S8		
S9		
S10		
S11		
S12		
平均		

4.2.4.7 游泳生物物种多样性指数

本次调查，各定量采样站位大型游泳生物 Shannon-Wiener 多样性指数(H')变化范围在 2.09~3.95 之间，平均值为 3.17 (表 4.2-33)。多样性指数最高出现在 S2 断面，最低则为 S9 断面，调查海域游泳生物多样性指数属中等水平。Pielou 均匀度指数最高出现在 S2 断面，最低出现在 S9 断面，均匀度范围在 0.40~0.69 之间，平均为 0.58，调查海域游泳生物均匀度指数属偏低水平。丰富度指数最高出现在 S7 断面，最低出现在 S9 断面，丰度范围在 4.21~7.62 之间，

平均为 5.38，处于中等偏上水平。由以上生物多样性指数可以看出，本次调查海域游泳动物生境较好，生物多样性整体处于中等或偏上水平。

表 4.2-33 各调查站位游泳生物出现种数与物种多样性指数

站位	多样性指数	均匀度指数	丰富度指数
S1	████	████	████
S2	████	████	████
S3	████	████	████
S4	████	████	████
S5	████	████	████
S6	████	████	████
S7	████	████	████
S8	████	████	████
S9	████	████	████
S10	████	████	████
S11	████	████	████
S12	████	████	████
平均	████	████	████
范围	████████	████████	████████

4.2.4.8 渔业资源评价结论

本次调查出现的鱼卵仔鱼种类和数量较少，共记录鱼卵仔鱼 11 种，均为经济种，属于优质种类有多鲷科和鲷等。海域游泳动物生境较好，生物多样性整体处于中等或偏上水平。

4.3 番禺 4-2/5-1 油田海域环境状况回顾性分析

为了对番禺 4-2/5-1 油田周边海域环境质量进行较为系统的分析，收集了该海域的历史环境资料，以进行调查海区的环境质量回顾分析。

本节根据海水水质、沉积物、生物生态采用国家海洋局南海环境监测中心于 2008 年 10 月、2011 年 11 月、2013 年 12 月和 2017 年 10 月对番禺油田海域进行的秋季调查资料进行分析比较。历次调查站位布设见图 4.3-1。由图可知，历史调查站位部分或区域性的反映了与拟建工程同海域在不同时期的海洋环境质量，能够通过对比分析较客观地反映番禺 4-2/5-1 油田同海域在生产油田开发对周围海域环境的影响程度。历史调查资料来源见表 4.3-1。

表 4.3-1 环境状况历史调查资料来源一览表

调查项目	引用报告书全称	调查单位	调查时段	调查站位数
海水水质、沉积物、生物生态	《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》	国家海洋局南海环境监测中心	2008 年 10 月	21
	《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》		2011 年 11 月	36
	《番禺 4-2/5-1 油田调整工程海洋环境影响跟踪监		2013 年 12 月	24

	测报告书》			
	《番禺 10-4 油田开发工程 秋季环境质量现状调查与评价》		2017 年 10 月	37

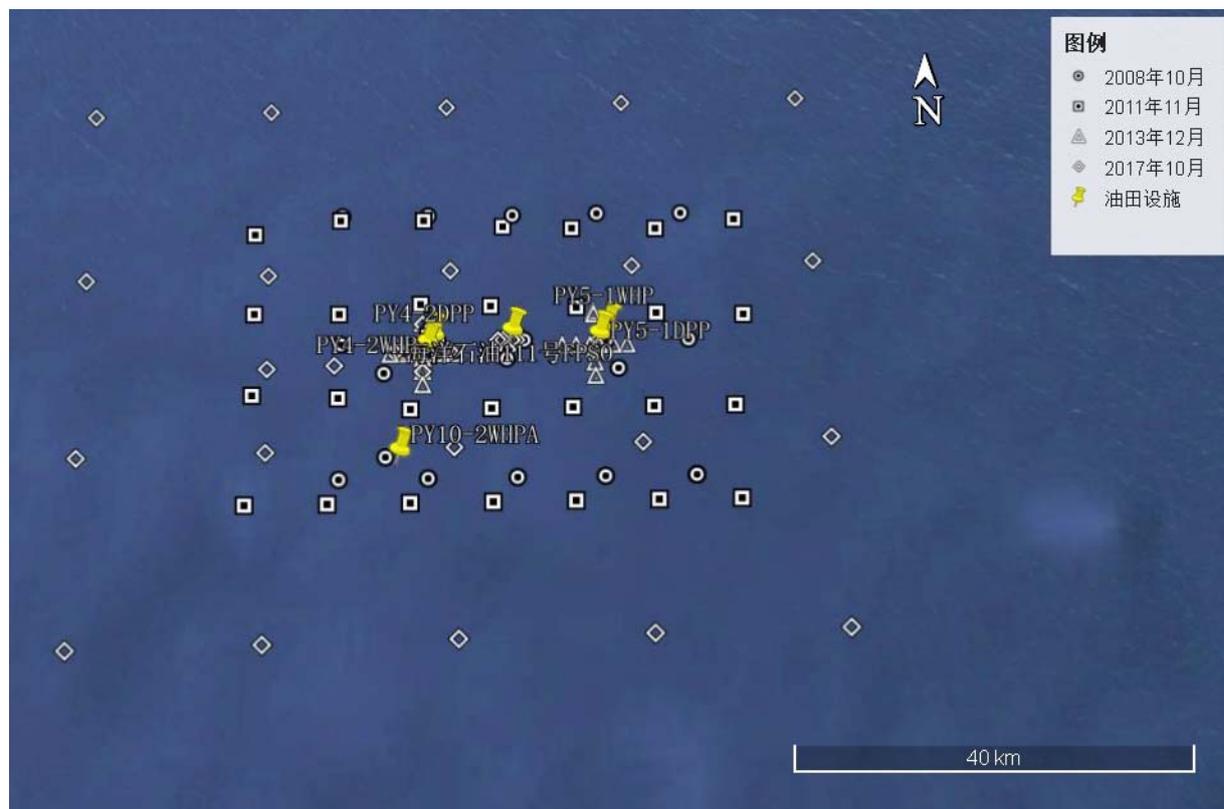


图 4.3-1 本调整项目所在海域海洋环境质量历次调查站位示意图

4.3.1.1 水环境质量回顾性评价

为便于比较，以本次监测的要素为准，对三次监测结果中海水中悬浮物、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、镉、铅、铜的含量进行了分层统计。

本调整项目所在海域的历次海水水质秋季调查（2008 年 10 月、2011 年 11 月、2013 年 12 月和 2017 年 10 月调查）结果对比统计结果见表 4.3-2~表 4.3-5。

统计结果显示：

2008 年 10 月的监测中，化学需氧量、石油类、汞、镉、铅、铜均符合第一类海水水质标准，无机氮、活性磷酸盐存在不同程度的超标现象。

2011 年 11 月的监测中，化学需氧量、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、镉、铅和铜均符合第一类海水水质标准，无超标样品。

2013 年 12 月的监测中，化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、汞、镉、铅和铜均符合第一类海水水质标准。个别站位的无机氮含量超第一类海水水质标准，符合第二类海水水质标准。

2017 年 10 月的检测中，pH、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、

砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物、挥发性酚和苯并（a）芘的单项标准指数均符合第一类海水水质标准。阴离子表面活性剂、DO、Pb 有不同程度的超标，但均符合第二类海水水质标准。

悬浮物：历次监测结果值都比较低，波动幅度均符合第一类海水水质标准的要求（人为增加的量 ≤ 10 ）；统计结果显示 2017 年 10 月的监测结果略低于前三次的监测结果。

化学需氧量：历次监测结果值都比较低，结果之间相差不大；同次监测结果中不同层次的海水中化学需氧量的含量没有太大差异；各次监测结果均符合第一类海水水质标准。

石油类：对于表层石油类的含量进行统计，可以看出历次监测的均值差别不大；各次监测结果的表层石油类含量均符合第一类海水水质标准。

无机氮：监测海区 2008 年 10 月的无机氮监测结果比较高，存在不同程度的超标现象；2011 年 11 月和 2017 年 10 月无机氮监测结果处于较低的水平，均未超过第一类海水水质标准；2013 年 12 月无机氮监测结果中个别站位的无机氮含量超第一类海水水质标准，符合第二类海水水质标准。

活性磷酸盐：监测海区 2008 年 10 月的活性磷酸盐监测值比较高，存在不同程度的超标现象；2011 年 11 月、2013 年 12 月和 2017 年 10 月活性磷酸盐监测结果处于较低的水平，均未超过第一类海水水质标准。

汞、镉、铜：在历次监测中测值变化不大，各项要素均符合第一类海水水质标准。

铅：在前三次监测中测值变化不大，各项要素均符合第一类海水水质标准；2017 年 10 月监测表层、50m、底层测值中铅个别站位存在超标现象。

初步分析，番禺 4-2/5-1 油田调整工程所在海域离岸较远，受人类活动影响较小，油田运营期间，所排生产污水和生活污水量相对较小，对海洋环境的影响有限。三次监测中无机氮和活性磷酸盐含量超标现象可能与平台所在海域的海流有很大关系，也可能是因为有机体死亡后腐烂和降解过程中产生的营养盐释放溶解有关；由于油田开发运营过程中不会排放含铅类污染物，因此，监测海域的铅含量超标与油田开发运营没有必然联系。

从水质评价因子标准指数平均值变化趋势来看，表层石油类含量和各层铅含量稍有上升，各层无机氮、活性磷酸盐含量总体呈下降趋势，其他评价因子含量总体基本保持不变，可见油田开发并没有对周围海洋水质造成不良影响。

根据 2008 年、2011 年、2013 年中国海洋环境状况公报：项目工程海域水质均处于第一类海水水质海域，同时，监测显示，三次年度所监测的海洋油气区环境质量状况均基本符合海洋油气区的环境保护要求，海洋油气开发活动未对周边海域环境产生明显影响。

综上所述，番禺 4-2/5-1 油田开发工程所在海域海洋水环境质量尚好，油田开发对周围海

洋水环境无明显影响。

4.3.1.2 表层沉积物质量回顾性评价

本调整项目所在海域的历次沉积物秋季调查（2008 年 10 月、2011 年 11 月、2013 年 12 月和 2017 年 10 月调查）结果对比统计结果见表 4.3-6。

本次监测，沉积物中铜的含量高于 2011 年 11 月的监测结果，但低于 2008 年 10 月和 2013 年 12 月的监测结果；铅的含量最大值高于前三次的监测结果；汞较前三次监测的结果有所上升；镉的含量最大值较前三次监测结果有所上升；石油类的含量均较 2008 年 10 月和 2011 年 4 月监测的结果有所升高，但低于 2013 年 12 月监测的结果；但历次调查铜、铅、汞、镉、石油类含量较低，没有样品超标，总体上看沉积物质量较好。从评价因子标准指数平均值变化趋势来看，各评价因子含量总体变化不大，可见油田开发并没有对周围海洋水质造成不良影响。

4.3.1.3 海洋生物生态环境回顾性分析

（1）叶绿素 a

本调整项目所在海域的叶绿素 a 及海洋初级生产力历次秋季调查结果见表 4.3-7。

由于远离大陆，历次监测期间叶绿素 a 含量均处于较低的水平。本次监测的结果与 2008 年 10 月的监测结果总体偏低，2011 年 11 月监测的含量稍高。由于平台周边海域透明度等因素较为稳定，初级生产力主要受叶绿素 a 含量的影响。

（2）浮游植物

拟建工程所在海域的浮游植物历次秋季调查结果对比分析统计结果见表 4.3-8。

本次跟踪监测期间记录到的浮游植物种类数与前期监测的结果有所增加。浮游植物细胞丰度的低于 2008 年 10 月和 2011 年 11 月次监测的结果。浮游植物的种类多样性指数、均匀度、丰富度在历次监测中均有波动，尚处于正常水平。由于油田开发区位于开放海域，水流通畅，浮游植物群落的不同应是年际变化引起的，生产、生活废水的排放对其没有明显的影响，距离平台不同距离的站位在浮游植物的各项监测指标上没有明显的差异。

（3）浮游动物

本调整项目所在海域的浮游动物历次秋季调查结果对比分析统计结果见表 4.3-9。

受站位数减少和监测区域变小的影响，本次跟踪监测期间的浮游动物种类数低于 2008 年 10 月和 2011 年 11 月的监测结果，稍高于 2013 年 12 月的监测结果。本次监测期间，浮游动物的生物量最低。丰度、多样性指数、丰富度明显低于 2008 年 10 月和 2011 年 11 月监测结

果，和 2013 年 12 月监测结果差别不大，均匀度等指标在历次监测中差别不大。浮游动物各项指标的变化和波动，是年际变化造成的。距离平台不同距离的站位在浮游动物的各项监测指标上没有明显的差异，油田开发未对浮游动物产生可见的影响。

（4）底栖生物

本调整项目所在海域的底栖生物历次秋季调查结果对比分析统计结果见表 4.3-10。

三次监测的底栖生物种类数、栖息密度、生物量和丰富度随时间呈先下降后上升趋势；生物多样性指数和均匀度相差不大，变化趋势不明显。

（5）生物质量

本调整项目所在海域的生物质量历次秋季评价结果对比分析统计结果见表 4.3-11。

贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）规定的第一类标准值；软体类（螺类和头足类）、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸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。2008 年 10 月调查中软体类、甲壳类和鱼类的生物质量均有不同程度超标，2011 年 11 月、2013 年 12 月和 2017 年 10 月生物质量调查结果良好，各站位的评价因子均符合相应标准。

表 4.3-2 历次水质监测结果统计表（表层）

调查时间		2008年10月	2011年11月	2013年12月	2017年10月
悬浮物 (kg/m ³)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
化学需氧量(mg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
石油类(mg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
无机氮(mg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
活性磷酸盐(mg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
汞(μg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
镉(μg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
铅(μg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██
铜(μg/L)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████
	平均值	██	██	██	██

表 4.3-3 历次水质监测结果统计表（10m层）

调查时间		2008年10月	2011年11月	2013年12月	2017年10月
悬浮物 (kg/m ³)	范围	██████████	██████████	██████████	██████████

	平均值	■	■	■	■
化学需氧量(mg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
石油类(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
无机氮(mg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
活性磷酸盐(mg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
汞(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
镉(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
铅(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
铜(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■

表 4.3-4 历次水质监测结果统计表 (50m 层)

调查时间		2008 年 10 月	2011 年 11 月	2013 年 12 月	2017 年 10 月
悬浮物 (kg/m³)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
化学需氧量(mg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■

石油类($\mu\text{g/L}$)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
无机氮(mg/L)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
活性磷酸盐(mg/L)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
汞($\mu\text{g/L}$)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
镉($\mu\text{g/L}$)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
铅($\mu\text{g/L}$)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
铜($\mu\text{g/L}$)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█

表 4.3-5 历次水质监测结果统计表（底层）

调查时间		2008年10月	2011年11月	2013年12月	2017年10月
悬浮物 (kg/m^3)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
化学需氧量(mg/L)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
石油类($\mu\text{g/L}$)	范围	█	█	█	█
	平均值	█	█	█	█
无机氮(mg/L)	范围	█	█	█	█

	平均值	■	■	■	■
活性磷酸盐(mg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
汞(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
镉(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
铅(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■
铜(μg/L)	范围	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■

表 4.3-6 历次秋季调查沉积物调查结果对比统计

监测时间		铜	铅	汞	镉	石油类
		×10 ⁻⁶				
2008年10月	范围	■	■	■	■	■
	超标率(%)	■	■	■	■	■
2011年11月	范围	■	■	■	■	■
	超标率(%)	■	■	■	■	■
2013年12月	范围	■	■	■	■	■
	超标率(%)	■	■	■	■	■
2017年10月	范围	■	■	■	■	■
	超标率(%)	■	■	■	■	■

表 4.3-7 历次秋季调查叶绿素 a 调查结果对比统计

监测时间	叶绿素 a 含量 (mg/m ³)				初级生产力 (mg·C/(m ² ·d))
	表层	10 m	50 m	底层	
2008年10月	■	■	■	■	■
2011年11月	■	■	■	■	■
2013年12月	■	■	■	■	■

2017年10月

表 4.3-8 历次秋季调查浮游植物调查结果对比统计

监测时间	种类数	细胞丰度 ($\times 10^5 \text{cell/m}^3$)		多样性指数		均匀度		丰富度		优势度	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
2008年10月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2011年11月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2013年12月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2017年10月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.3-9 历次秋季调查浮游动物调查数据对比统计

监测时间	种类数	丰度 (ind/m^3)		生物量 (mg/m^3)		多样性指数		均匀度		丰富度		优势度	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
2008年10月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2011年11月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2013年12月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2017年10月	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.3-10 历次秋季调查底栖生物调查数据对比统计

监测时间	种类数	栖息密度(ind/m^2)	生物量(g/m^2)	多样性指数		均匀度		丰富度	
				范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
2008年10月	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2011年11月	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2013年12月	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2017年10月	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.3-11 历次秋季调查生物质量评价结果对比统计

调查时间	站位	生物名称	Pb	Cr	石油烃
2008年10月	P1	■	■	■	■
		■	■	■	■
		■	■	■	■
		■	■	■	■
		■	■	■	■
		■	■	■	■

	P20								
	P23								
	P25								
	P26								
	P27								
	P28								
	P29								
	P32								
	P34								
	P35								
	P4								
	P6								
	P7								
	P8								
	PY10-4-1								
	PY10-4W-1								
	全海区								

5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析

5.1 海洋环境功能区划及相关规划符合性分析

5.1.1 海洋功能区划符合性

（1）与《全国海洋功能区划》的符合性分析

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

拟建工程属于油气开发的调整工程，不涉及到新增海域使用，在施工和运营过程中，钻井液和钻屑根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）规定，工程所处海域为三级海域，含油量 $\leq 8\%$ 的钻井液、钻屑经检验合格后可排放，含油量 $> 8\%$ 的钻井液、钻屑运回陆地交由有处理资质的环保企业进行处理；生产水按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ 的标准要求、生活污水经处理后 COD 含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准 $\leq 500\text{mg/L}$ 处理达标后排放，其他固体废物（除食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放）运回陆地由有资质单位进行处理；为防范海上溢油等海洋环境突发污染事件制定了相应的溢油应急计划，并配备了相应的溢油设备；综合论述，本次调整井建设工程符合全国海洋功能区划对珠江口盆地加强油气资源勘探开发的要求。

（2）与《广东省海洋功能区划》的协调性分析

根据《广东省海洋功能区划》（2011-2020 年），本油田开发工程所处海域不在广东省海洋功能区划内（见图 5.1-1），且距离广东省海洋功能区较远，调整井工程施工期和运营期均不会对广东省海洋功能区产生不利影响。



图 5.1-1 本工程与广东省海洋功能区划的位置关系

5.1.2 与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

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

拟建工程位于南海北部海域，距陆地最近距离约为 172km，属于专属经济区（从测算领海基线量起 200 海里即 370.4 公里的海域）内，拟建工程属于油气开发的调整工程，在施工和运营过程中，钻井液和钻屑按国家标准和相关要求排放，废水处理达标后排放，其他固体废物运回陆地由有资质单位进行处理；为防范海上溢油等海洋环境突发污染事件制定了相应的溢油应急计划，并配备了相应的溢油设备，因此，拟建工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》。

5.1.3 与广东省海洋主体功能区规划符合性分析

根据《广东省海洋主体功能区规划》，本油田开发工程所处海域不在广东省海洋主体功能区规划范围内（见图 5.1-2），且距离广东省海洋主体功能区规划较远，调整井工程施工期和运营期均不会对广东省海洋主体功能区规划产生不利影响。



图 5.1-2 拟建工程与广东省海洋主体功能区规划的位置关系

5.1.4 与广东省海洋生态红线符合性分析

根据《广东省海洋生态红线》，本油田开发工程所处海域不在广东省海洋生态红线内（见图 5.1-3），且距离广东省海洋生态红线较远，调整井工程施工期和运营期均不会对广东省海洋生态红线产生不利影响。



图 5.1-3 拟建工程与广东省海洋生态红线的位置关系

5.1.5 与产业政策的符合性

拟建工程符合国家《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令 29 号，2020 年 1 月 1 日实施）中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。

5.2 主要环境敏感目标分布

根据本油田开发工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本次评价的主要环境敏感目标包括海洋保护区、产卵场、索饵场、洄游通道等。其中距油田开发工程最近的敏感目标为南海北部幼鱼繁育场保护区，距拟建工程依托平台最近距离约为 96km，同时拟建工程位于蓝圆鲹索饵场及其洄游通道；多齿蛇鲭产卵场、索饵场及其洄游通道；鲈鱼索饵场；深水金线鱼产卵场、索饵场及其洄游通道；绯鲤类产卵场、索饵场及其洄游通道；短尾大眼鲷产卵场、索饵场及其洄游通道内部。

拟建工程的主要敏感区和保护目标见下表，敏感目标分布见下图。

表 5.2-1 环境敏感目标分布表

序号	敏感区类型		主要敏感目标	相对本项目		主要保护对象/敏感时间
				方位	最近距离 (km)	
1	红线区	自然保护区	淇澳—担杆岛海洋自然保护区	西北	■	渔业资源、珊瑚礁及其周边海域生态环境
2			担杆列岛海洋自然保护区	西北	■	
3			广东珠江口中华白海豚国家级自然保护区	西北	■	中华白海豚及海域生态环境
4			大亚湾水产资源省级自然保护区	北	■	水产资源及海域生态环境
6			汕尾市碣石湾海马资源市级自然保护区	东北	■	海马生物资源及海域生态环境
7			东沙群岛珊瑚礁和海鸟自然保护区	东南	■	珊瑚礁及海域生态环境
8			珍稀濒危物种集中分布区	东山海龟珍稀濒危物种集中分布区	西北	■
9		碣石湾海马珍稀濒危物种集中分布区		东北	■	海马生物资源及海域生态环境
10		前詹珍稀濒危物种集中分布区		东北	■	珍稀濒危物种及其生境
11		特别保护海岛	平洲岛领海基点特别保护海岛	西北	■	领海基点、海岛岛体及周边海域
12			针头岩特别保护海岛	西北	■	领海基点
13		重要渔业海域	万山群岛重要渔业海域	西北	■	鱼类海域
14			捷胜重要渔业海域	东北	■	渔业资源
15			遮浪南重要渔业海域	东北	■	上升流生态系统
16			惠来县人工鱼礁重要渔业海域	东北	■	渔业资源及海域生态环境
17		珊瑚礁	庙湾岛珊瑚礁	西北	■	珊瑚礁生态系统
18		渔业资源保护区	汕尾碣石湾鲷鱼长毛对虾国家级水产种质资源保护区	东北	■	保护区主要保护对象为鲷、长毛对虾，其他保护对象包括海鳗、赤点石斑鱼、花鲈、三疣梭子蟹、锯缘青蟹等物种。
19	南海北部幼鱼繁育场保护区		北	■	幼鱼	
20	三场一通道	蓝圆鲹索饵场及其洄游通道	位于其中	■	蓝圆鲹（产卵盛期 3~7 月）	
21		多齿蛇鲷产卵场、索饵场及其洄游通道			蛇鲷类（产卵期 3~8 月）	
22		鲈鱼索饵场			鲈鱼（产卵盛期 2~4 月）	
23		深水金线鱼产卵场、索饵场及其洄游通道			金线鱼（产卵盛期 3~9 月）	
24		绯鲤类产卵场、索饵场及其洄游通道			鲱鲤类（产卵期 3~6 月）	
25		短尾大眼鲷产卵场、索饵场及其洄游通道			短尾大眼鲷（产卵期 4~7 月）	

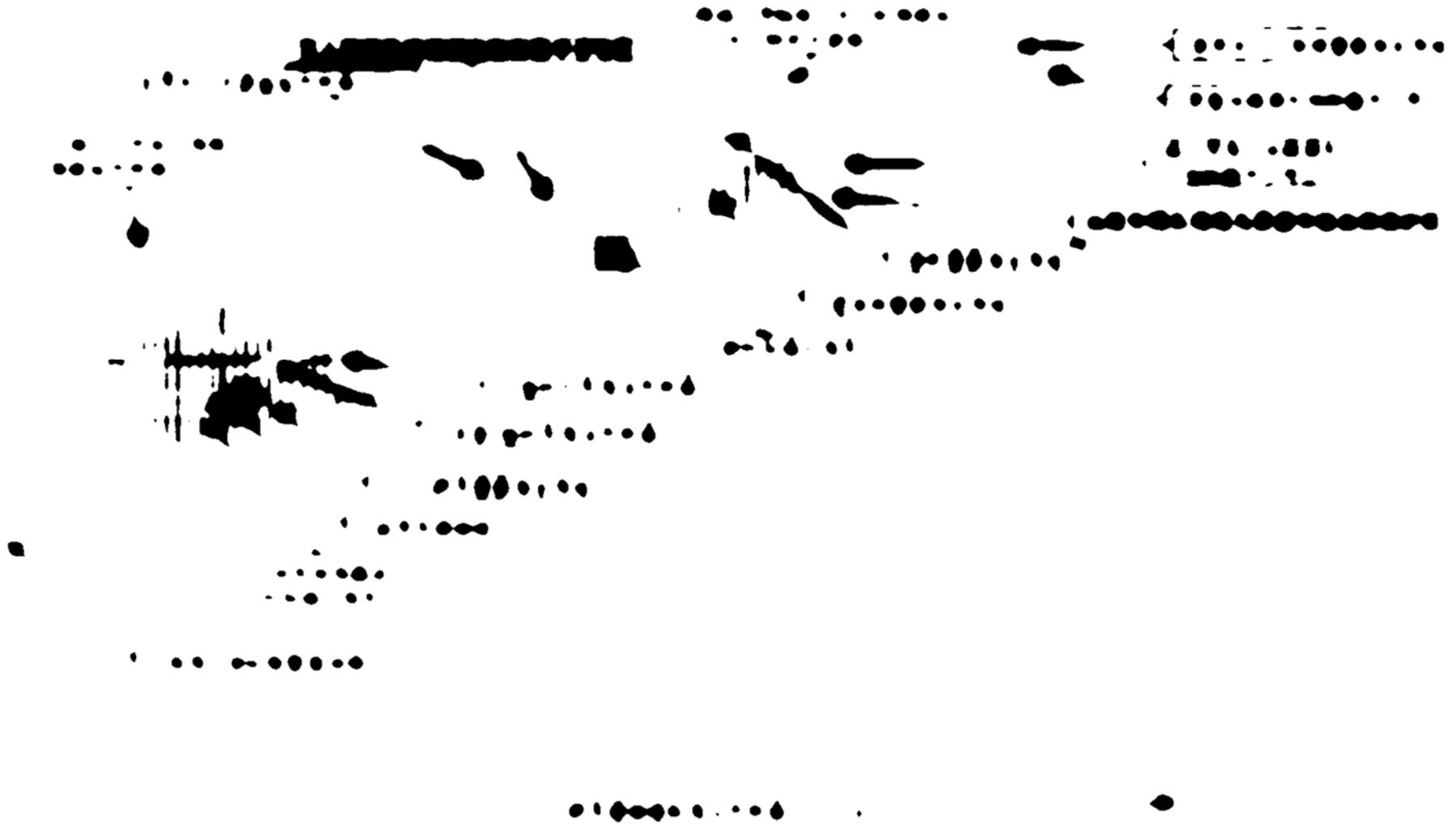


图 5.2-1 项目周围敏感目标

和香港西南部水域。中华白海豚出没的南界在东奥—小蒲台岛一带；东侧的大铲岛、深圳湾、龙鼓洲、香港新机场北部水域和大屿山沿岸，西侧的香洲湾外和澳门对开海面，均有中华白海豚分布，分布范围不小于 1200km²。

5.3.2 产卵场

由于南海北部属亚热带气候，其鱼类普遍具有产卵期长，产卵分布广泛等特点，因此广东海域的重要渔业资源种类的产卵场都几乎遍布整个广东海域。油田海域为这些渔业资源种类的索饵场。

油田附近海域主要底鱼产卵场包括蓝圆鲹产卵场、多齿蛇鲭产卵场、鲈鱼产卵场、深水金线鱼产卵场、绯鲤类产卵场和短尾大眼鲷产卵场，它们都属于南海底层、近底层鱼类产卵场。

蓝圆鲹粤东外海区产卵场：[REDACTED]，水深约 70m~180m，产卵期 3~7 月。拟建工程所处海域距蓝圆鲹产卵场约 66km。拟建工程所处海域为其索饵场及其洄游通道（图 4.2-5）。

多齿蛇鲭，遍布广东沿海 120m 以内浅海区，海南岛以东至珠江口外水深 50~90m 的海域以及台湾浅海海域，全年均可产卵，以 3~8 月产卵量较大，拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-6）。

鲈鱼粤东外海区产卵场：[REDACTED]水深约 90m~200m，产卵期 2~4 月。拟建工程所处海域距鲈鱼粤东外海区产卵场约 136km。拟建工程所处海域为其索饵场（图 4.2-7）。

深水金线鱼产卵场：广泛分布于南海北部水深约 90m~200m，产卵期 3~9 月。拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-8）。

绯鲤类珠江口-粤西外海区产卵场：约 [REDACTED]水深约 60m~100m，产卵期 3~6 月。拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-9）。

短尾大眼鲷南海北部产卵场：广泛分布于南海北部水深 71m~107m 等深线范围内，由海南岛东部向东北延伸到汕尾外海。产卵期 4~7 月。拟建工程所处海域为其产卵场、索饵场及其洄游通道（图 4.2-10）。

6 环境影响预测分析与评价

根据工程分析，施工期油基钻井液、含油量 $>8\%$ 的水基钻井液和钻屑运回陆地由有资质的单位接收处理；含油量 $\leq 8\%$ 的水基钻井液和钻屑经检验合格后排海；船舶机舱含油污水、食品废弃物以外的生活垃圾和生产垃圾运回陆地交有资质单位处理；洗井废水返回工艺流程，经处理达标后排放；生活污水经平台的生活污水处理装置处理达标后排海。

生产运营期含油生产水处理达标后排海，生产垃圾运回陆地交有资质单位处理。本次调整井投产后运营期不增加生产定员，生活污水排放量不增加，因此运营期生活污水排海对海洋环境影响保持现状不变。

因此，施工期油基钻井液、含油量 $>8\%$ 的水基钻井液和钻屑、船舶机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾，生产运营期产生的生产垃圾等对海洋环境影响很小。

本报告重点论述施工期产生的含油量 $\leq 8\%$ 的水基钻井液和钻屑、洗井废水、生活污水的排放，生产运营期生产水的排放对海洋环境的影响。

6.1 水文动力和地形地貌影响分析与评价

拟建工程在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台布置 18 口调整井，均为生产井，18 口调整井均利用老井侧钻。不涉及占用海域，调整井建成后基本不改变海洋原有地形和地貌，所以该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移基本不会产生影响。

6.2 水质影响分析与评价

6.2.1 施工期水质环境影响分析与评价

6.2.1.1 钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻完井过程中钻头将地层研磨、切削破碎后，由钻井液从井内带至地面的岩石碎块。调整井建设过程中，对于钻屑，含油量 $>8\%$ 的收集后运回陆地由有资质的单位接收处理，含油量 $\leq 8\%$ 的经检验合格后排海，若检验不合格，将随含油量 $>8\%$ 的钻屑一起运回陆地交有资质单位处理，结合以往工程经验，钻屑的含油量一般较低，可以满足 $\leq 8\%$ 的要求，经检验合格后可以全部原井位直接排海。

根据工程分析，拟建工程钻屑产生总量为 6442.95m³：其中 PY4-2DPPA 平台钻屑排放量为 1267.63m³，钻屑随钻随排，各个井中排放速率最大为 10.6m³/d；PY4-2WHP 平台钻屑排放量为 857.33m³，钻屑随钻随排，各个井中排放速率最大为 15.4m³/d；PY5-1WHP 平台钻屑排放量为 2730.28m³，钻屑随钻随排，各个井中排放速率最大为 18.46m³/d；PY5-1DPPB 平台钻屑排放量为 1587.71m³，钻屑随钻随排，各个井中排放速率最大为 13.67m³/d；钻屑点源排放，拟建工程施工期钻屑排放的水质影响分析类比《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》中 PY4-2DPPA 平台非含油钻屑排放的相关预测结果。类比条件见表 6.2-1，通过类比条件可知，拟建工程平台与类比对象平台距离较近，都处在同一海域，有的是同一平台，水文动力条件、钻屑排放方式一致，钻屑排放量和排放速率小于类比对象，因此类比可行。

表 6.2-1 类比条件一览表

对象	类比对象	拟建工程
计算方法	<p>悬浮物物质为颗粒态，它随着海水运动的同时，尚在海水中沉降，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。</p> <p>悬浮物输移-扩散过程由以下方程表示：</p> $\frac{\partial C}{\partial t} + u \frac{\partial C}{\partial x} + v \frac{\partial C}{\partial y} + w_f \frac{\partial C}{\partial z} - \frac{\partial}{\partial x} (D_x \frac{\partial C}{\partial x}) - \frac{\partial}{\partial y} (D_y \frac{\partial C}{\partial y}) - \frac{\partial}{\partial z} (D_z \frac{\partial C}{\partial z}) = S_m - \alpha WC$ <p>式中 $w_f = w - W$，$\{u, v, w\}$ 是流场，由前述流场模拟结果提供；C 为悬浮物浓度 (mg/L)；D_x、D_y、D_z 分别是 x、y、z 方向上的水平和垂直涡动扩散系数，由 Elder 公式给出。S_m 是悬浮物排入的源强，α：泥沙颗粒沉降几率，决定于湍流强度和悬浮物点粒径；W：悬浮颗粒的沉降速度，按下列公式求得：</p> $W = \frac{(\rho_s - \rho_w)}{18\rho_w \nu} g d_{50}^2$ <p>ν 是海水分子运动粘性系数，d_{50} 是沙粒中径。</p> <p>在实际计算时由于只计算增量，故未考虑再悬浮现象。</p> <p>悬浮物的淤落条件，决定于水流速度和悬浮颗粒的扬动流速。利用扬动流速 u_f 的计算公式</p> $u_f = 12.76 \sqrt{\frac{\rho_s - \rho}{\rho} g d}$ <p>其中 ρ、ρ_s、g、d 分别为海水、泥沙密度和重力加速度与泥沙粒径。</p> <p>根据工程给定的 d_{50} 大小，不难算出颗粒的扬动速度 u_f。当流速大于 u_f 时，悬浮物颗粒不会淤落；只有在流速小于 u_f 时段，悬浮物才会淤落海底。流速小于 u_f 的出现频率即悬浮颗粒沉降的几率 α。</p> <p>边界条件：</p> <p>固边界上，$\frac{\partial C}{\partial n} = 0$</p> <p>开边界上，$\frac{\partial C}{\partial t} + V_n \frac{\partial C}{\partial n} = 0$ 出流时段</p> <p>$C(x, y, z, t) = 0$ 入流时段</p>	
水文动力	<p>海流：冬季表面流流向以西为主，夏季表面流流向以东为主，番禺 4-2/5-1 油田海域表层流呈现往复流特征，表层流主流向为 E~W</p> <p>番禺 4-2/5-1 油田所在海区的潮汐类型属于不正规全日潮。</p>	

	番禺 4-2/5-1 油田海区各层潮流均为不正规全日潮流。	
水深	97~110m	
距离	PY4-2WHP 平台 (2) PY4-2DPPA 平台 () PY5-1WHP 平台 () PY5-1DPPB 平台 ()	
	拟建工程与类比工程在同一海域, 平台之间最远距离 20.5km (PY4-2WHP 平台—PY5-1WHP 平台)	
非含油钻屑生产与排放方式	非含油钻屑点源排放; 含油钻屑石油类含量 ≤8%排海, >8%运回陆地处理	对于含油钻屑, 含油量>8%的收集后运回陆地由有资质的单位接收处理, 含油量≤8%的检验合格后排放。非含油钻屑经检验合格后原井位直接排海; 若检验不合格, 将随含油量>8%的含油钻屑一起运回陆地处理, 结合以往工程经验, 含油钻屑的含油量较低一般不超过 1%, 可以满足 ≤8%的要求, 检验合格后可以全部原井位直接排海。
非含油钻屑源强	PY4-2DPPA 平台本次计划钻 4 口大位移井, 钻屑量为 6078m ³ (堆体积), 钻井时间约 244 天, 钻屑排放速率约 24.9m ³ /d, 在本平台排放。	PY4-2DPPA 平台钻屑排放量为 1267.63m ³ , 钻屑随钻随排, 各个井中排放速率最大为 10.6m ³ /d; PY4-2WHP 平台钻屑排放量为 857.33m ³ , 钻屑随钻随排, 各个井中排放速率最大为 15.4m ³ /d; PY5-1WHP 平台钻屑排放量为 2730.28m ³ , 钻屑随钻随排, 各个井中排放速率最大为 18.46m ³ /d; PY5-1DPPB 平台钻屑排放量为 1587.71m ³ , 钻屑随钻随排, 各个井中排放速率最大为 13.67m ³ /d
非含油钻井液生产与排放方式	含油量>8%的含油钻井液均运回陆地由专业公司接收处理, 非含油钻井液和含油量 ≤8%的含油钻井液经检验合格后排放。钻井泥浆原则上要求循环使用, 其排放环节主要有四个: 外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中, 其排放速率为 35m ³ /h。	含油量>8%的含油钻井液均收集后运回陆地由专业公司接收处理, 非含油钻井液和含油量 ≤8%的含油钻井液经检验合格后排放。钻井泥浆循环使用, 其排放环节主要有四个: 外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中, 其排放速率为 35m ³ /h。
非含油钻井液源强	PY4-2DPPA 平台钻井完工后点源连续性排放 2h, 一次性排放泥浆约 70m ³ , 排放速率为 35m ³ /h, 均在在本平台排放。	PY4-2WHP/DPPA 平台和 PY5-1WHP/DPPB 平台钻井完工后点源连续性排放 2h, 一次性排放泥浆约 70m ³ , 排放速率为 35m ³ /h, 均在在本平台排放。
含油生产水源强	含油污水排放源为 PY4-2DPPA、PY5-1DPPB、PY4-2WHP 和 PY5-1WHP 平台水面下 42m 处和 FPSO 海面表层, 点源连续排放。 PY4-2WHP 平台最大排水量为 46679m ³ /d, PY4-2DPPA 平台最大排水量为 68394m ³ /d, PY5-1WHP 平台最大排水量为 42635m ³ /d, PY5-1DPPB 平台最大排水量为 55600m ³ /d, FPSO 最大产水量为 2406m ³ /d, 石油类含量均按 20mg/L 计算。	PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台和 FPSO 生产水排放量最大值分别为 41195.19m ³ /d、67664.52m ³ /d、42410.06m ³ /d、50668.70m ³ /d、2381.94m ³ /d, 生产水经含油生产水处理系统处理后排海, 除 FPSO 海面表层排放以外, PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台排放的含油污水都经沉箱在水下约 41.5m 处排放。

类比对象情况及结果: 根据《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》, PY4-2DPPA 平台本次计划钻 4 口大位移井, 钻屑量为 6078m³ (堆体积), 钻井时间约 244 天, 钻屑排放速

率约 24.9m³/d。

预测结果表明：PY4-2DPPA 平台钻屑对水质的影响主要在钻井附近不远的水域内，超一（二）类水质海域的包络线面积最大约为 0.155km²，离排放点的最大距离为 0.31km。恢复到一类水质所需最大时间为 3.5h，即停止排放 3.5h 后整个海域可恢复到一类水质。超三、四类水质海域的包络线面积最大为 0.008km² 和 0.005km²，相对较小。由计算知，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.085km²，离排放点最大距离约 0.16km。

拟建工程类比分析结果：拟建工程钻屑排放的水动力条件与类比海域基本一样，钻屑点源排放，PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台钻屑排放量和排放速率均小于类比对象。因此，拟建工程钻屑排放过程中，这 4 个平台附近范围内悬浮物增量均不会超过《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》中 PY4-2DPPA 平台钻屑对水质的影响预测水平，即超一（二）类水质海域的包络线面积最大不会超过 0.155km²，离排放点的最大距离不会超过 0.31km。恢复到一类水质所需最大时间不会超过 3.5h。超三、四类水质海域的包络线面积最大不会超过 0.008km² 和 0.005km²。钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积最大不会超过 0.085km²，离排放点最大距离不会超过 0.16km。

表 6.2-2 平台排放钻屑预测结果

	超一类最大/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)
表层	0.008/0.155	0.008	0.005	0.31	3.5
中层	0.003/0.003	—	—	0.05	1.0
底层	0.003/0.003	—	—	<0.05	0.1

6.2.1.2 钻井液排放的水质影响分析

钻完井作业主要采用水基钻井液（PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2、PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1、PY11-6-A3H1，8-1/2 井段除外）。钻井液排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻完井结束后的一次性排放。

根据工程分析，对于钻井液，油基钻井液和含油量>8%的水基钻井液均收集后运回陆地由专业公司接收处理，含油量≤8%的水基钻井液经检验合格后排放，结合以往工程经验，水基钻井液的含油量一般≤8%，经检验合格后可以全部排放，钻井液量产生量为 14633.8m³（其中油基钻井液为 4746.02m³ 全部回收，排放量为 9887.78m³），其中 PY4-2DPPA 平台产生量为 3004.69m³（钻井液排放量为 3004.69m³），PY4-2WHP 平台产生量为 1946.96m³（钻井液排放量为 1946.96m³），PY5-1WHP 平台产生量为 5969.32m³（其中油基钻井液为 4746.02m³ 全部回收，排放量为 1223.3m³），PY5-1DPPB 平台产生量为 3712.84m³（排放量为 3712.84m³）各平台钻井

液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，其排放速率限定为 35m³/h，排放量约为 70m³，排放时间 2 小时。拟建工程施工期钻井液排放的水质影响分析类比《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》中 PY4-2DPPA 平台钻井液排放的相关预测结果。类比条件见表 6.2-1，通过类比条件可知，拟建工程平台与类比对象平台距离较近，都处在同一海域，有的是同一平台，水文动力条件、钻井液排放方式一致，钻井液排放量和排放速率小于类比对象，因此类比可行。

类比对象情况及结果：根据《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》，钻井液排放源强按一次性排放 70m³、排放速率为 35m³/h，持续排放 2h 考虑。对高潮、落潮、低潮和涨潮四个典型时刻番禺 4-2 平台开始排放钻井液的扩散情况进行预测，表层为海面以下 10m 范围。预测结果：泥浆虽对井位处有影响，但其影响范围不大，且主要在表层，番禺 4-2DPPA 平台超一、二类水质海域的最大面积为 0.375km²，离排放点的最大距离为 1.12km。超三类水质海域最大面积为 0.03 km²，超四类水质海域最大面积为 0.018km²。恢复到一类水质所需最大时间为 17.6h。

拟建工程类比分析结果：拟建工程 PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台调整井钻井液在钻完井结束后的一次性排放量为 70m³，排放速率限定为 35m³/h，等于类比工程钻井液排放源强，因此，PY4-2WHP/DPPA 平台和 PY5-1WHP/DPPB 平台和 PY10-2WHPA 平台钻井液排放造成的悬浮泥沙增量超过 10mg/L（一、二类海水水质标准限值）的影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》PY4-2DPPA 平台的预测水平；钻井液排放停止后，海水水质恢复到一类水质所需最大时间为 17.6h。因此，钻井液的排海对海洋环境的影响是一次性的、短期的、可恢复的，对海洋水质的影响较小。

表 6.2 - 3PY4-2DPPA 平台排放泥浆预测结果（表层）

	超一类最大/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)
高潮时排放	0.125/0.363	0.03	0.018	1.12	15.4
落潮时排放	0.120/0.325	0.015	0.008	0.62	17.5
低潮时排放	0.105/0.308	0.023	0.013	0.98	17.6
涨潮时排放	0.120/0.375	0.02	0.008	0.88	15.5

6.2.1.3 洗井废水对水质影响分析

拟建工程施工期产生的洗井废水总量为 5400m³，返回工艺流程，经处理达标后排放，且废水仅在施工期排放，影响是暂时的，因此，拟建工程施工期的洗井废水对海洋环境影响很小。

6.2.1.4 生活污水对水质影响分析

拟建工程施工期产生的生活污水总量为 14206.5m^3 ，PY4-2WHP/DPPA 和 PY5-1WHP/DPPB，施工人员生活污水依托平台上生活污水处理装置处理达标后排海；生产定员和施工人员总人数产生的生活污水保证不超过平台和钻井船上生活污水处理装置最大处理能力，生活污水依托平台和钻井船上生活污水处理装置处理达标后排海，且污水仅在施工期排放，影响是暂时的，因此，拟建工程施工期的生活污水对海洋环境影响很小。

COD 排放可类比《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》中的 COD 排放预测。

类比对象情况及结果：根据《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》，选择 PY4-2DPPA 平台为排放点对 COD 浓度进行预测。PY4-2DPPA 设有 110 人生活楼，生活污水产生量最大各为 $23.1\text{m}^3/\text{d}$ ，COD 浓度按 $500\text{mg}/\text{L}$ 计算，产生 COD 分别为 $11.55\text{kg}/\text{d}$ 。生活污水间断排放，按每天排放 2h ($11.6\text{m}^3/\text{h}$) 计，COD 排放速率分别为 $1.604\text{g}/\text{s}$ 。根据对附近海域的环境质量现状调查，附近海域 COD 背景浓度为 $0.56\text{mg}/\text{L}$ 左右。预测结果表明，由于由于 COD 排放量不大，因此，影响面积并不大，每个平台无论何时排放，超标水域影响的距离都在 50m 范围内，超标的海域基本在排放点周围 1 个网格 (50m) 的范围内。COD 排放对海洋环境的影响不大。

本工程类比分析结果：本工程各平台施工时 COD 排放量小于类比工程，因此，COD 排放造成的超一类影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》的水平即各平台超一（二）类水质海域的最大包络线面积不会超过 0.003km^2 ，离排放点的最大距离不会超过 50m。超三、四类水质海域的最大包络线面积均不会超过 0.003km^2 。最大距离均不超过 50m。

6.2.2 运营期含油生产水排放对水质环境影响分析与评价

根据工程分析，拟建工程投产后，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台和 HYSY111 FPSO 生产水经含油生产水处理系统处理后排海，PY5-1WHP、PY5-1DPPB 平台含油生产水最大排放量分别为 $42410.06\text{m}^3/\text{d}$ 、 $50668.70\text{m}^3/\text{d}$ ，小于《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》中 PY5-1WHP、PY5-1DPPB 平台含油生产水最大排放量 ($42635\text{m}^3/\text{d}$ 、 $55600\text{m}^3/\text{d}$)，因此，生产水排放造成的影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》的预测水平；PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、HYSY111 FPSO 含油生产水最大排放量分别为 $41195.19\text{m}^3/\text{d}$ 、 $67664.52\text{m}^3/\text{d}$ 、 $2381.94\text{m}^3/\text{d}$ ，小于《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》中 PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、HYSY111 FPSO 含油生产水最大

排放量(46679m³/d、68394m³/d、2406m³/d),因此,生产水排放造成的影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》的预测水平;且投产后番禺 4-2/5-1 油田含油生产水排放总量最大值为 6852.75×10⁴m³/a,小于已批复的《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水的总量指标 7100×10⁴m³/a,因此,本次调整井投产后含油生产水不会对工程附近海水水质产生新的影响, PY4-2WHP/DPPA、PY5-1DPPB/WHP 平台和 HYSY111 FPSO 排污混合区范围不需要调整。

6.3 调整井施工期沉积物影响分析与评价

钻屑和钻井液入海后,在海水运动的作用下,会在海底一定的范围内聚集。钻屑和钻井液的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。

根据《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》:“根据 PY4-2DPPA 平台场址钻孔资料,海底以下 36.3m 深度范围内的土层主要由粒状土组成,36.3m 以下深度范围内的土层主要为粘性土和粒状土交替出现,该孔在揭露深度范围内粒状土主要为粉土、砂质粉土、粉质细砂、细砂和细到中砂。根据室内实验室试验结果,拟定平台场址海底以下 0.7m 深度范围内粒状土的相对密度一般为松散,0.7m-27.3m 入泥深度范围内粒状土的相对密度一般为中密实到密实,27.3m 入泥深度以下粒状土的相对密度一般为密实到非常密实。”

根据 PY5-1DPPB 平台场址钻孔资料,海底以下 140.6m 深度范围内的土层主要为粘性土和粒状土交替出现。该孔在揭露深度范围内粒状土主要为粉土、砂质粉土、粉质细砂、细砂、细到中砂和粗砂到细砾。根据室内实验室试验结果,拟定平台场址海底以下 3.8m 深度范围内粒状土的相对密度一般为松散,3.8m-14.6m 入泥深度范围内粒状土的相对密度一般为中密实到密实,14.6m 入泥深度以下粒状土的相对密度一般为密实和非常密实。”

拟建工程 PY4-2WHP 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台距离 PY4-2DPPA 平台分别为 1.1km、19.7km、18.6km,处于同一海域,地质条件和水文动力条件基本一样,同时, PY4-2DPPA 平台与类比对象为相同平台,因此,拟建工程 PY4-2WHP/DPPA 平台、PY5-1WHP/DPPB 平台钻井液和钻屑对沉积物的影响分析分别类比《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》中 PY4-2DPPA 平台钻井液和钻屑对沉积物的影响分析结果可行。

拟建工程钻屑排放量为 6442.95m³,平均排放速率约为 11.75m³/d;水基钻井液排放量 9887.78m³,排放速率限定为 35 m³/h;油基钻井液不排海。由于该海域流速较大,且钻井液粒径小(钻井液粒径小于 0.01mm),钻井液排放后主要在表层运移,表层以下基本无超标区域,

因此基本不会对沉积物产生影响。

类比《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》中：钻屑排入海后，在海水运动的作用下，钻屑会在海底一定的范围内沉降。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。根据工程经验钻屑大部分沉降在平台周围 200m 以内，PY4-2DPPA 平台钻屑量排放约为 6078m³，由预测结果知钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.085km²，离排放点最大距离约 0.16km。由此可见，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域仅集中在钻井附近很小的距离内，对沉积物影响范围不大。

拟建工程各平台钻屑排放量和排放速率均小于类比工程，钻屑排海后，悬浮颗粒下沉至海底，将在 PY4-2WHP/DPPA 平台，PY5-1WHP/DPPB 平台附近形成以井口为中心的海底堆积，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积均不会超过 0.085km²，钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离均不会超过 160m，在此范围内将覆盖一部分原海底，造成对以贝类为主的底栖生物的淹没效应，尤其是滤食性的底栖贝类生物短期内将受到一定影响。同时，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，由于钻井液和钻屑排放仅在施工期，影响是暂时的。

针对施工对海洋沉积物产生的影响，建议优化井眼设计，完善钻井液配比方案，减少施工期的钻屑、钻井液产生量，同时，施工过程中，应完善环保设施，采取积极措施，达标排放，尽量减少污染物质对海洋环境的影响。建议在项目建成时在预测影响范围内进行沉积物的取样以进行实际验证，沉积物钻屑厚度与距离是否与环评预测的结论一致。

6.4 海洋生态影响分析与评价

6.4.1 调整井施工期对海洋生态的影响

拟建工程施工期对生态环境的影响主要表现为钻完井作业钻井液和钻屑排海产生的悬浮物对浮游生物、底栖生物、鱼卵和仔稚鱼造成的损害。

6.4.1.1 对浮游生物的影响分析与评价

对浮游植物的影响：拟建工程在钻井、完井阶段所产生的钻屑和钻井液，使钻井平台周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低了海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。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。

对浮游动物的影响：浮游植物生产的产物基本上要通过浮游动物这个环节才能被其他动物所利用，浮游动物通过摄食影响或控制初级生产力，同时其种群动态变化又可能影响许多鱼类和其他动物资源群体的生物量。钻井过程增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，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，进一步影响了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。

6.4.1.2 对底栖生物的影响分析与评价

对底栖生物的影响：国外的研究表明，钻井液和钻屑的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明显的不利影响，其主要会通过以下几种方式对底栖生物产生不利影响：（1）直接掩埋和覆盖沉积区内的底上和底内动物；（2）沉积层化学和构造上的改变对某些底栖生物的掘穴与索食产生影响；（3）沉积区内高耗氧量有机物的富集造成沉积层缺氧从而影响生物的生存；（4）沉积区内或附近底栖动物体的石油烃和重金属等有毒物质的含量增加。但一般而言，钻井液和钻屑对底栖生物产生明显影响的范围局限在平台周围 500m 以内，最大不超过 1000m。

根据 6.2 小节中对拟建工程施工期水质影响分析，钻完井过程中钻井液和钻屑排海对井位周边存在一定水质影响，但其影响范围不大，且其影响随着施工期的结束而消失，海水水质恢复到一类水质所需最大时间为 17.6h。因此，拟建工程钻井液和钻屑排放对 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台周围底栖生物的影响很小。通过类比《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》底栖生物影响分析结果：“（1）在平台周围 500m 内底栖生物将受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对本渔场活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）拟建工程在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 200m 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物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。”

拟建工程各平台调整井钻屑排放速率均小于类比工程排放速率，且钻屑排放总量小于类比工程，因此拟建工程各平台钻完井排放的钻屑对底栖生物的影响将不超过《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》的水平。

6.4.1.3 对产卵场的影响分析与评价

悬浮物对鱼类的影响分为三类即致死效应、亚致死效应及行为影响。这些影响主要表规为直接杀死鱼类个体；降低其生长率及其对疾病的抵抗力；干扰其产卵、降低孵化率和仔鱼成活率；改变其徊游习性；降低其饵料生物的丰度；降低其捕食效率等。

高浓度的悬浮物主要对游泳能力较弱的鱼类有影响，尤其是对幼体的影响较大。一方面，在悬浮物含有毒性物质时，可能引起鱼类表层组织溃烂。另一方面，鱼类会将悬浮物质呼吸进入鳃部，在鱼类的腮腺中积聚泥沙微粒，对鳃组织和鳃部的滤水、呼吸功能都有不同程度的损害。其次，对鱼卵和仔鱼的影响。鱼类一般在近岸浅海区产卵，鱼卵、仔鱼对水体浑浊十分敏感，其对悬浮物浓度的忍受度不如成体鱼类，悬浮物的沉降会降低鱼卵的孵化率，主要表现在鱼卵周围黏附着的悬浮物阻碍了与外界能量交换的渠道，进而导致鱼卵窒息死亡。

拟建工程区位于多齿蛇鲻、金线鱼类、绯鲤类、短尾大眼鲷产卵场内，根据 6.2 节的分析，拟建工程最大影响范围是施工期的钻井液排放，超一类最大距离为 1.12km，但并没有超出排污混合区的范围，所以仅对排污混合区内的渔业资源有一定影响，但对排污混合区以外的渔业资源不会产生任何影响。

拟建工程位于蓝圆鲹索饵场及其徊游通道；多齿蛇鲻产卵场、索饵场及其徊游通道；鮃鱼索饵场；深水金线鱼产卵场、索饵场及其徊游通道；绯鲤类产卵场、索饵场及其徊游通道；短尾大眼鲷产卵场、索饵场及其徊游通道内部。多齿蛇鲻产卵期 3~8 月，深水金线鱼产卵期 3~9 月，绯鲤类产卵期 3~6 月，短尾鳍大眼鲷产卵期 4~7 月，上述几种鱼类的产卵期重叠月份为 4~6 月，因此，建议施工期钻井液和钻屑的排放尽量避开上述几种鱼类的产卵盛期 4~6 月（表 6.4-1），若作业发生在 4-6 月份，则对钻井液和钻屑回收处理，禁止排海。具体做法为：作业公司预制相应钻井液储存罐和钻屑回收箱，回收的钻井液和钻屑运回交由具备处理资质的环保单位处理不排海。作业在非产卵盛期时，也应该控制钻井液和钻屑的排放速率，尽量减少悬浮物影响面积，极大限度地减少对海洋生物的影响，由于拟建工程施工期间悬浮物影响范围较小和时限较短，工程所在海域鱼类的规避空间大，因此施工悬浮物对该海域渔业资源的影响不大。

表 6.4-1 施工期钻井液和钻屑的排放尽量避开的鱼类产卵盛期

可能影响的鱼类	产卵期											
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
多齿蛇鲻			■	■	■	■	■	■				
深水金线鱼			■	■	■	■	■	■	■			
绯鲤类			■	■	■	■						
短尾鳍大眼鲷			■	■	■							
可能影响的鱼类的产卵盛期			■	■	■	■	■	■				

6.4.1.4 小结

根据本节对工程施工对海洋生态的影响分析与评价，钻完井施工阶段钻井液和钻屑的排放期很短，影响范围有限，悬浮物量超过 10mg/L 的影响范围较小，影响范围局限于排放点周围狭小的 1.12km 范围内，且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平；钻屑排放对海底沉积物影响不大，覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 160m；施工期严格控制钻井液和钻屑的排放速率，施工期间产生的悬浮物影响范围较小，时限较短，对浮游生物、底栖生物和渔业资源影响很小，故拟建工程施工对海洋生态环境的影响是可接受的。

6.4.2 运营期对海洋生态的影响

6.4.2.1 对浮游植物的影响分析

浮游植物是海洋有机质的初级生产者，石油烃污染往往会破坏初级生产者。不同浓度的油对浮游植物将产生不同影响。据 Karydis (1979) 的研究，低浓度的石油烃对浮游植物的生长无影响或有促进作用，而高浓度的石油烃对藻类产生危害。Patin 研究表明，低浓度的石油烃 (0.024mg/L) 可促进浮游植物 (优势种 *apanizomenon flosaquae*) 的光合作用，1.45mg/L 的溶解石油烃对其有明显的抑制作用。Mironov 曾作过石油烃对几种黑海单细胞藻影响的浓度范围，经过 5 天的实验培养表明，引起多数浮游植物 100% 死亡的浓度范围为 100mg/L~1000mg/L；未产生影响的浓度范围为 0.01mg/L~100mg/L。根据工程分析，番禺 4-2/5-1 油田排放含油污水的石油类浓度约为 20mg/L (小于 100mg/L)，由此可见，排放的含油污水对浮游植物的生长繁殖产生的抑制作用较小。

6.4.2.2 对浮游动物的影响分析

经济动物卵子、幼体是整个生命周期中对各种污染物最敏感的阶段，原油对其毒性效应主要有抑制孵化、滞缓发育、生理功能低落，以及导致畸形和死亡等。鱼卵、仔稚鱼、虾类幼体及底栖生物浮游幼虫等属于浮游动物范畴，石油污染会损害这些海洋生物繁殖能力和幼体的生长与发育，直接影响种群补充能力，从而对海洋渔业资源产生潜在和长期的影响。

根据工程分析，拟建工程投产后，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台和 HYSY111 FPSO 生产水经含油生产水处理系统处理达标后排海，投产后番禺 4-2/5-1 油田含油生产水排放总量最大值为 $6852.75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，小于已批复的《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水的总量指标 $7100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，因此，本次调整井投产后含油生产水不会对工程附近海水水质产生新的影响。

6.4.2.3 对底栖生物的影响分析

底栖生物生活在海底，一般活动范围较小，多数底栖生物是底层鱼类等高营养层次的食物来源。底栖生物对丰富海域食物链结构，提高海洋生物多样性和生态系统的稳定性具有重要作用，是海洋生物生态系统的主要组成类群。海水和沉积物中的石油对底栖生物均可产生影响。据有关研究结果，石油对底栖动物成体致死浓度为 1mg/L~500mg/L，可溶性烃类对底栖甲壳类的致死浓度为 1mg/L~10mg/L，腹足类的致死浓度为 10mg/L~100mg/L，瓣鳃类的致死浓度为 5mg/L~500mg/L，其它底栖动物的致死浓度为 1mg/L~10mg/L。

另有研究结果表明，不同种类的底栖生物对石油类的抵抗力有所不同，大多数底栖生物对石油类污染有较强的抵抗力，石油类对底栖生物的毒害性影响主要发生在异常情况和溢油事故之后，而低浓度的石油类对底栖生物的影响主要在幼体发育期。

根据含油污水预测结果，由于石油类密度小于海水，石油类主要分布海水表层，表层以下基本无超标现象，因此，含油污水的排放对底栖生物的影响很小。

6.5 工程对海洋生物资源损害评估及补偿

6.5.1 生物资源损失评估方法及参数

依据 SC/T 9110-2007 中的 6.4.2 节评估方法，污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。PY4-2WHP/DPPA 平台、PY5-1WHP/DPPB 平台各调整井钻屑排放时间在 25~55 天，钻井结束钻井液排放 2 小时。可见，拟建工程施工期间平台钻屑产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间多于 15 天，钻井液产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间少于 15 天，因此，拟建工程施工期间的钻井液排放按一次性平均受损量评估，钻屑排放按持续性损害受损量评估。具体见表 6.5-1。

表 6.5-1 拟建工程各平台调整井钻屑和钻井液产生的悬浮泥对海洋生物资源的损害评估

设施名称	调整井井名	开钻时间	钻屑排放时间 (d)	钻井液排放时间 (h)	钻屑排放损害计算	钻井液排放损害计算
PY4-2DPPA	PY4-2-B24H1	2020 年	25 (2 个周期)	2	按持续性损害受损量评估	按一次性平均受损量评估
	PY4-2-B04H2	2020 年	25 (2 个周期)	2		
	PY4-2-B29H1	2020 年	25 (2 个周期)	2		
	PY4-2-B27H1	2021 年	25 (2 个周期)	2		
	PY4-2-B15H2	2021 年	25 (2 个周期)	2		
PY4-2WHP	PY4-2-A15H2	2020 年	25 (2 个周期)	2		

	PY4-2-A08H1	2021 年	25 (2 个周期)	2	
	PY4-2-A07H1	2021 年	25 (2 个周期)	2	
PY5-1WHP	PY5-1-A07H2&PY11-6-A4H2	2021 年	40 (3 个周期)	2	
	PY5-1WS-1d&A1H1&PY11-6-A2H1	2020 年	55 (4 个周期)	2	
	PY11-6-A3H1	2021 年	40 (3 个周期)	2	
	PY5-1-A09H2	2021 年	25 (2 个周期)	2	
	PY5-1-B14H1	2020 年	25 (2 个周期)	2	
PY5-1DPPB	PY5-1-B22H1	2020 年	25 (2 个周期)	2	
	PY5-1-B23H1	2021 年	40 (3 个周期)	2	
	PY5-1-B09H1	2022 年	25 (2 个周期)	2	
	PY5-1-B18H1	2022 年	25 (2 个周期)	2	
	PY5-1-B17H2	2022 年	25 (2 个周期)	2	

6.5.1.1 一次性平均受损量评估

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

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

式中:

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

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

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

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

6.5.1.2 持续性损害受损量评估

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中:

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量,单位为尾、个或千克 (kg);

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

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

6.5.1.3 底栖生物损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），底栖生物损失按以下公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

W_i ——第 i 种生物资源受损量，单位为尾或个或千克（kg），这里指底栖生物和潮间带生物资源受损量。

D_i ——评估区域内第 i 种生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]或千克每平方千米（kg/km²）。在此为底栖生物和潮间带生物生物量。

S_i ——第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立方千米（km³）。本报告中指平台排放钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积。

6.5.1.4 各类生物的损失率

按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），生物损失率见表 6.5-2。

表 6.5-2 渔业资源损失率（%）

污染物超标倍数（ B_i ）	各类生物损失率（%）				
	鱼卵、仔稚鱼	游泳动物幼体	游泳动物成体	浮游植物	浮游动物
$B_i \leq 1$ （10~20mg/L）	5	5	1	5	5
$1 < B_i \leq 4$ （20~50mg/L）	10	10	5	20	20
$4 < B_i \leq 9$ （50~100mg/L）	30	30	10	40	40
$B_i \geq 9$ （>100mg/L）	50	50	20	50	50

6.5.1.5 生物资源密度

根据现状调查资料选取本次生物损失量计算的参数，具体参数如表 6.5-3 所示。

表 6.5-3 生物量取值

种类	秋季密度
浮游植物（10 ⁴ 个/m ³ ）	2.88
浮游动物（mg/m ³ ）	45.92
底栖生物(g/m ² ）	3.29
鱼卵（粒/m ³ ）（多年平均值）	0.842

仔稚鱼 (尾/m ³) (多年平均值)	0.092
鱼类 (kg/km ²)	396.19
头足类 (kg/km ²)	98.46
甲壳类 (kg/km ²)	6.42

6.5.1.6 超标面积取值和水深

根据《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》钻井液扩散预测结果，取四个典型时刻最大包络面积，各平台排放钻井液表层悬浮物超标面积见表 6.5-4；根据《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》钻屑扩散预测结果，各平台排放钻屑表层悬浮物超标面积平台以及排放钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积见表 6.5-5。对钻屑钻井液而言主要是表层悬浮物浓度超标，影响表层的浮游植物、浮游动物、鱼卵、仔稚鱼和部分游泳生物成体，根据评价海域海流模型的计算域与网格设置的垂向网格划分，表层为 10m 以上海水。

表 6.5-4 钻井液各浓度区间面积(km²)

超标倍数	0~1	1~4	4~9	≥ 9
PY4-2WHP 平台	0.330	0.267	0.090	0.060
PY4-2DPPA 平台	0.330	0.267	0.090	0.060
PY5-1WHP 平台	0.330	0.267	0.090	0.060
PY5-1DPPB 平台	0.330	0.267	0.090	0.060

表 6.5-5 钻屑超标面积及覆盖面积(km²)

超标倍数	0~1	1~4	4~9	≥ 9	覆盖厚度>2cm 面积
PY4-2WHP 平台	0.09	0.048	0.01	0.008	0.085
PY4-2DPPA 平台	0.09	0.048	0.01	0.008	0.085
PY5-1WHP 平台	0.09	0.048	0.01	0.008	0.085
PY5-1DPPB 平台	0.09	0.048	0.01	0.008	0.085

6.5.2 生物资源损失计算

6.5.2.1 钻屑对底栖生物的损失估算

根据预测结果，钻屑排放悬浮物对表层悬浮物浓度超标，影响表层的浮游植物、浮游动物、鱼卵、仔稚鱼和部分游泳生物成体；此外，钻屑排放还会造成底栖生物死亡。根据数模计算结果，井口周围钻屑覆盖厚度大于 2cm 的面积为 0.085km²，这部分的底栖生物将会全部死亡，认为底栖生物损失率 100%，采用钻屑表层悬浮物超标包络线面积，及钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积进行损失计算。

表 6.5-6 施工期各平台钻屑排放造成底栖生物损失量估算

平台	覆盖厚度>2cm		底栖生物损失量(t)
	面积(km ²)	损失率%	
PY4-2WHP 平台	0.085	100	0.280

PY4-2DPPA 平台	0.085	100	0.280
PY5-1WHP 平台	0.085	100	0.280
PY5-1DPPB 平台	0.085	100	0.280
总计			1.12

6.5.2.2 钻屑钻井液对浮游植物的损失计算

按一次性平均损失量公式估算拟建工程钻井液排放对浮游植物的损失量合计约为 0.702×10^{12} 个；按持续性损害损失量公式估算钻屑排放对浮游植物的损失量合计约为 0.306×10^{12} 个。

表 6.5-7 施工期各平台钻井液排放造成的浮游植物损失量

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	≥9	小计
悬浮泥沙超标面积 (km ²)	0.330	0.267	0.090	0.060	/
损失率 (%)	5	20	40	50	/
密度 (10 ⁴ 个/m ³)	2.88	2.88	2.88	2.88	/
单个平台 1 次排放一次性平均损失量 (10 ¹² 个)	0.005	0.015	0.010	0.009	0.039
PY4-2WHP 平台一次性平均损失量 (10 ¹² 个) (排放 3 次)	0.015	0.045	0.03	0.027	0.117
PY4-2DPPA 平台一次性平均损失量 (10 ¹² 个) (排放 5 次)	0.025	0.075	0.05	0.045	0.195
PY5-1WHP 平台一次性平均损失量 (10 ¹² 个) (排放 4 次)	0.02	0.06	0.04	0.036	0.156
PY5-1DPPB 平台一次性平均损失量 (10 ¹² 个) (排放 6 次)	0.03	0.09	0.06	0.054	0.234
总损失量 (10 ¹² 个)	0.702				

表 6.5-8 施工期各平台钻屑排放造成的浮游植物损失量

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	≥9	小计
悬浮泥沙超标面积 (km ²)	0.090	0.048	0.010	0.008	/
损失率 (%)	5	20	40	50	/
密度 (10 ⁴ cell/m ³)	2.88	2.88	2.88	2.88	/
单个平台 1 周期持续性损害损失量 (10 ¹² 个)	0.001	0.003	0.001	0.001	0.006
PY4-2WHP 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (10 个周期)	0.010	0.030	0.010	0.010	0.060
PY4-2DPPA 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (6 个周期)	0.006	0.018	0.006	0.006	0.036
PY5-1WHP 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (12 个周期)	0.012	0.036	0.012	0.012	0.072
PY5-1DPPB 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (13 个周期)	0.013	0.039	0.013	0.013	0.078
总损失量 (10 ¹² 个)	0.246				

6.5.2.3 钻屑钻井液对浮游动物的损失计算

按一次性平均受损量公式估算拟建工程钻井液排放对浮游动物的损失量合计约为 1.152t；按持续性损害损失量公式估算钻屑排放对浮游动物的损失量合计约为 0.51t。

表 6.5-9 施工期各平台钻井液排放造成的浮游动物损失量

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	≥9	小计
悬浮泥沙超标面积 (km ²)	0.330	0.267	0.090	0.060	/
损失率 (%)	5	20	40	50	/
密度 (mg/m ³)	45.92	45.92	45.92	45.92	/
单个平台 1 次排放一次性平均损失量 (t)	0.008	0.025	0.017	0.014	0.064
PY4-2WHP 平台一次性平均损失量 (t) (排放 3 次)	0.024	0.075	0.051	0.042	0.192
PY4-2DPPA 平台一次性平均损失量 (t) (排放 5 次)	0.040	0.125	0.085	0.070	0.320
PY5-1WHP 平台一次性平均损失量 (t) (排放 4 次)	0.032	0.100	0.068	0.056	0.256

PY5-1DPPB 平台一次性平均损失量 (t) (排放 6 次)	0.048	0.150	0.102	0.084	0.384
总损失量 (t)	1.152				

表 6.5-10 施工期各平台钻屑排放造成的浮游动物损失量

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	≥9	小计
悬浮泥沙超标面积 (km ²)	0.090	0.048	0.010	0.008	/
损失率 (%)	5	20	40	50	/
密度 (mg/m ³)	45.92	45.92	45.92	45.92	/
单个平台 1 周期持续性损害损失量 (t)	0.002	0.004	0.002	0.002	0.010
PY4-2WHP 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (10 个周期)	0.020	0.040	0.020	0.020	0.100
PY4-2DPPA 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (6 个周期)	0.012	0.024	0.012	0.012	0.060
PY5-1WHP 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (12 个周期)	0.024	0.048	0.024	0.024	0.120
PY5-1DPPB 平台持续性损害损失量 (10 ¹² 个) (13 个周期)	0.026	0.052	0.026	0.026	0.130
总损失量 (t)	0.41				

6.5.2.4 钻屑钻井液对鱼卵、仔稚鱼的损失估算

根据工程分析, 钻井液为一次性排放, 排放次数为每次钻井完成后进行一次性排放, 拟建工程各平台共钻井 18 次, 则一次性排放共 18 次, 按按一次性平均受损量公式估算钻井液扩散对渔业生物资源造成的损失, 具体见表 6.5-11; 钻屑为持续性排放, 拟建工程各平台钻井累计共 41 周期, 按持续性损害损失量公式估算排放钻屑扩散对渔业生物资源造成的损失, 具体见表 6.5-12。

表 6.5-11 施工期各平台钻井液排放造成的渔业资源损失量

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	≥9	合计	
悬浮泥沙超标面积 (km ²)	0.330	0.267	0.090	0.060	/	
损失率	鱼卵和仔稚鱼 (%)	5	10	30	50	/
	幼体 (%)	5	10	30	50	/
	成体 (%)	1	5	10	20	/
密度	鱼卵 (粒/m ³)	0.842			/	
	仔稚鱼 (尾/m ³)	0.092			/	
	鱼类 (kg/km ²)	396.19			/	
	头足类 (kg/km ²)	98.46			/	
	甲壳类 (kg/km ²)	6.42			/	
1 次排放一次性平均损失量	鱼卵 (10 ⁶ 粒)	0.139	0.225	0.227	0.253	0.844
	仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)	0.015	0.025	0.025	0.028	0.093
	鱼类 (kg)	1.307	5.289	3.566	4.754	14.916
	头足类 (kg)	0.325	1.314	0.886	1.182	3.707
	甲壳类 (kg)	0.021	0.086	0.058	0.077	0.242
排放次数	18				/	
总损失量	鱼卵 (10 ⁶ 粒)	2.502	4.05	4.086	4.554	15.192
	仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)	0.27	0.45	0.45	0.504	1.674
	鱼类 (kg)	23.526	95.202	64.188	85.572	268.488
	头足类 (kg)	5.85	23.652	15.948	21.276	66.726
	甲壳类 (kg)	0.378	1.548	1.044	1.386	4.356

表 6.5-12 施工期各平台钻屑排放造成的渔业资源损失量

悬浮泥沙超标倍数 (倍)	0~1	1~4	4~9	≥9	合计
悬浮泥沙超标面积 (km ²)	0.090	0.048	0.010	0.008	/

损失率	鱼卵和仔稚鱼 (%)	5	10	30	50	/
	幼体 (%)	5	10	30	50	/
	成体 (%)	1	5	10	20	/
密度	鱼卵 (粒/ m ³)	0.842				/
	仔稚鱼 (尾/ m ³)	0.092				/
	鱼类 (kg/km ²)	396.19				/
	头足类 (kg/km ²)	98.46				/
	甲壳类 (kg/km ²)	6.42				/
1 周期损失量	鱼卵 (10 ⁶ 粒)	0.038	0.040	0.025	0.034	0.137
	仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)	0.004	0.004	0.003	0.004	0.015
	鱼类 (kg)	0.357	0.951	0.396	0.634	2.338
	头足类 (kg)	0.089	0.236	0.098	0.158	0.581
	甲壳类 (kg)	0.006	0.015	0.006	0.010	0.037
持续周期		41				/
持续性损害损失量	鱼卵 (10 ⁶ 粒)	1.558	1.640	1.025	1.394	5.617
	仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)	0.164	0.164	0.123	0.164	0.615
	鱼类 (kg)	14.637	38.991	16.236	25.994	95.858
	头足类 (kg)	3.649	9.676	4.018	6.478	23.821
	甲壳类 (kg)	0.246	0.615	0.246	0.410	1.517

6.5.2.5 生产水

《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》和《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》针对生产水排放对渔业资源损失量进行了评估，根据 6.2.2 节的分析，拟建工程污水排放量不增加，投产后 PY4-2WHP、PY5-1 WHP、PY5-1DPPB 平台含油生产水排放造成的影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》的水平，PY4-2DPPA 平台、FPSO 含油生产水排放造成的影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》的水平，因此，生产水排放对渔业资源造成的损失量将不超过原报告书的评估量。

6.5.2.6 生物资源总损失

根据上述结果，拟建工程污染物排放共造成生物资源损失见表 6.5-13。

表 6.5-13 生物资源损失量汇总

主要影响对象	钻井液	钻屑	合计
浮游植物 (10 ¹² 个)	0.702	0.246	0.948
浮游动物 (t)	1.152	0.41	1.562
底栖生物 (t)	/	1.12	1.120
鱼卵 (粒)	15192000	5617000	20809000
仔稚鱼 (尾)	1674000	615000	2289000
鱼类 (t)	0.268	0.096	0.364
头足类 (t)	0.067	0.024	0.091
甲壳类 (t)	0.004	0.002	0.006

6.5.3 渔业资源经济损失

工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在施工阶段钻井液和钻屑排放的悬浮泥沙对渔业生物资源损害，以及对周围区域的掩埋造成底栖生物死亡。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：

(1) “一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段钻井液排放产生的悬浮物造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿；(2) 持续性生物资源损害的补偿，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿，施工阶段钻屑排放产生的悬浮物造成的生物资源损害属持续性损害，实际影响年限低于 3 年，按 3 倍进行补偿。

6.5.3.1 鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按下式计算：

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

式中：

M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

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

E—成活鱼苗的商品价格，根据近三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。

6.5.3.2 渔业生物经济价值计算

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中：

M_i—第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i—第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

E_i—生物资源的商品价格，渔业资源成体的价格按 2016~2018 年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.2 万元/t。底栖生物为 1.0 万元/t。。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均

成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，甲壳类幼体折算为 0.025kg/尾，价格按 40 元/kg 计算；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

6.5.3.3 底栖生物经济价值计算

底栖生物经济损失按公式计算：

$$M = W \times E$$

式中：

M—经济损失额，单位为元（元）；

W—济损生物资源损失量，单位为千克（kg）；

E—生物资源的商品价格，按主要经济种类当地当年的市场平均价或按海洋捕捞产值与产量均值的比值计算（如当年统计资料尚未发布，可按上年度统计资料计算），单位为元每千克（元/kg）。底栖生物的价格按 2014~2016 年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.0 万元/t。

6.5.3.4 渔业资源经济损失额合计

渔业生物资源损失经济补偿额共为 82.429 万元。应对对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。渔业资源经济损失额合计见下表。

表 6.5-14 渔业资源损失经济补偿明细

工程内容	受损生物	损失量	折算鱼苗损失量	单价	直接损失（万元）	补偿（年/倍）	补偿金额（万元）
钻井液排放	鱼卵（粒）	■	■	■	■	■	■
	仔稚鱼（尾）	■	■	■	■	■	■
	鱼类（t）	■	■	■	■	■	■
	头足类（t）	■	■	■	■	■	■
	甲壳类（t）	■	■	■	■	■	■
钻屑排放	鱼卵（粒）	■	■	■	■	■	■
	仔稚鱼（尾）	■	■	■	■	■	■
	鱼类（t）	■	■	■	■	■	■
	头足类（t）	■	■	■	■	■	■
	甲壳类（t）	■	■	■	■	■	■
	底栖生物（t）	■	■	■	■	■	■
合计	■						

6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价

根据工程附近环境敏感目标的分析，拟建工程位于鱼类产卵场内，其它环境敏感区距离拟建工程均在 96km 以外；距离较近的产卵场有蓝圆鲹、鲈鱼产卵场，最近距离 66km。根据 6.2 节的分析，钻井液排放超一类最大距离为 1.12km，钻屑排放超一类最大距离为 0.31km。因此，油田工程的建设和正常生产不会对这些敏感目标产生任何影响。

拟建工程区位于多齿蛇鲻、金线鱼类、绯鲤类、短尾大眼鲷产卵场内，根据 6.2 节的分析，拟建工程最大影响范围是施工期的钻井液排放，超一类最大距离为 1.12km，但并没有超出排污混合区的范围，所以仅对排污混合区内的渔业资源有一定影响，但对排污混合区以外的渔业资源不会产生任何影响。多齿蛇鲻产卵期 3~8 月，深水金线鱼产卵期 3~9 月，绯鲤类产卵期 3~6 月，短尾鳍大眼鲷产卵期 4~7 月，建议施工期钻井液和钻屑的排放尽量避开鱼类的产卵盛期 4 月~6 月。

针对拟建工程可能对鱼类产卵场产生的影响，提出如下保护措施：调整井施工期较短，建议施工期钻井液和钻屑的排放尽量避开鱼类的产卵盛期（4 月~6 月）；控制钻井液和钻屑的排放速率，尽量减少悬浮物影响面积，极大限度地减少对海洋生物的影响。

6.7 环境事故风险分析与评价

6.7.1 风险识别

拟建工程调整井钻完井工程在钻/完井和生产阶段有可能导致油气泄漏的事故包括地质性溢油、井喷、生产设施火灾和爆炸、船舶碰撞溢油、海底管道与立管泄漏、柴油输送管道泄漏、柴油罐泄漏等工程风险事故。

（1）地质性油气泄漏

钻井过程中钻遇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。番禺 4-2/5-1 油田区内及附近无通至海床断层，所有油藏各油层的压力属于正常压力系统，气油比低，饱和压力低，地饱压差大，发生地质性溢油风险概率很小。

（2）井喷

拟建工程调整井工程在钻完井和生产期间，存在发生井喷的可能性。油田发生井喷的原因有：地层压力高于钻井液液柱压力，采油树或井口装置被破坏，钻井液比重失调，作业技术不过关造成、或紧急关断失效等。

在钻井期间，存在发生井喷的可能性。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。所以，井喷排放量难以估算。

采油树或井口被破坏也是造成井喷溢油的原因之一。采油树或井口被破坏，往往由于在完井或修井作业时重型物体坠落砸碰采油树或井口等设施而造成。在完井和修井作业时，小件器具坠落海中时有发生，一般情况下不致于损坏采油树、管汇和井口等水下设施。

(3) 火灾和爆炸

在钻完井和油气生产过程中，导致火灾的潜在因素是易燃烃类物质和气体的存在，形成火灾的直接原因是作业过程中可能出现的明火。当钻机钻遇油气层时，地层中的流体在地层巨大的压力下会随钻井液涌向泥浆池，这种流体中含有烃类物质和有害气体。当这些烃类物质和气体大量释放和积聚时，如果碰到静电起火、机械撞击起火或其他明火，就会酿成火灾，甚至可能造成油气生产井台爆炸。拟建工程是在已建平台上建设调整井，平台通风条件良好，不易形成烃类物质的积聚，且钻完井现场严禁明火作业和吸烟，因此，由于烃类物质的释放和积聚引起火灾和爆炸的可能性极小。

(4) 船舶碰撞溢油

施工期主要使用施工船舶作业（海洋石油三用工作船），最可能发生的风险事故是船舶碰撞溢油事故。海上施工期间溢油源主要是施工船舶的燃料油储舱破裂。施工船舶的储油舱一般设置在中部侧舷，而平台的储油设施设置在远高于水面的底层甲板，施工船舶或供应船靠泊平台时一般采取旁靠方式，发生碰撞的可能性极小。即使由于操作失误而发生碰撞，也是船的首部与平台底部碰撞，不会损坏储油舱及平台储油设备。显然，只有当船舶发生重大火灾和爆炸事故或施工船舶之间发生剧烈碰撞时，才有可能导致大规模燃料油泄漏。

施工船舶在工程位置作业或行进时，由于管理疏忽、操作违反规程或失误等原因引起石油类跑、冒、滴、漏事故的可能性是比较大的，这类溢油事故对环境影响相对较小，但也会对水域造成污染。

(5) 海底管道与立管泄漏

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原因主要有三种：一是内部原因：管道腐蚀、材料缺陷等；二是外部原因：渔船拖网或误抛锚、人员误操作、自然灾害等。三是外部原因：渔船拖网或误抛锚、人员误操作、自然灾害等。

PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台调整井工程依托海底管道有 4 条（PY4-2WHP

平台→HYSY111 FPSO; PY5-1WHP 平台→HYSY111 FPSO; PY4-2DPPA 平台→管线三通处; PY5-1DPPB 平台→管线三通处;), 番禺 4-2/5-1 油田各海底管道和立管的设计寿命不少于 15 年, 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。

建设单位制定了相应的管线保护和检测程序, 由值班船对管线沿途进行巡视, 驱散在安全区范围内作业的渔船, 对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测, 确保海底管道的安全性。

水动力对海底作用的强烈冲刷, 对海底管道的稳定性构成潜在威胁。冲刷并不是导致管线破坏的直接原因, 但可间接危害其稳定性。海底电缆及管道在海底的铺设可分为裸露与埋设两种形式。对于裸露管线, 周围土体的冲刷可导致其悬空, 在波浪、海流的水平拖拽力与竖向压迫力作用下容易断裂。对于埋设管线, 风暴潮造成管道上浮下沉及随土层的缓移滑动; 当海流和波浪作用足够强时, 电缆及管道上方的覆盖层将渐渐被冲蚀, 使其暴露于海水波浪冲击的动态作用下, 进而形成冲刷凹坑, 可能导致管道的悬空、位移和破坏。海底管道在设计时, 要求埋至泥面以下 1.5 米处, 在正常情况下管道在温度和压力作用下都承受着相当大的内部作用力。如果海底管道一旦发生裸露、悬空, 海流在流经管线时将对管线产生巨大的作用力, 将会使得管线产生涡流振动, 当达到一定的程度, 海管可能发生断裂或开裂的现象, 断裂或开裂一旦发生就会有大量原油溢出, 不仅造成停产, 更严重的是对周边海域造成严重的污染, 对生态环境有极大的破坏作用。2019 年, 番禺作业公司对番禺油田五条海底管道运行现状进行了检测, 根据《中海石油(中国)有限公司番禺作业公司关于番禺油田海管电缆检测报告》调查结果可知, 番禺油田 5 条海底管道状况良好未见超长超高悬空。2019 年 7 月, 番禺作业公司对海管悬空进行了修复作业, 通过对海底管道实施针对性的风险控制和管理、维修策略, 从根本上保证海底管道物理和功能上的完整, 从而最大限度减少风险, 降低风险损失。

由于本工程为调整井工程, 不新增海底管道和立管生产均依托现有设施, 本工程投产后不会新增海底管道与立管泄漏风险。

(6) 柴油输送管道泄漏

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

(7) 柴油罐泄漏

表 6.7-1 开发层系及埋深情况

序号	井名	开发层系	孔隙度 (%)	渗透率 (豪达西)	地温梯度 (°C/100m)	压力系数	埋深
1	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
2	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
3	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
4	████████	████████████████████	█	██	██	██	████████
5	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
6	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
7	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
8	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
9	████████ ████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
		████████████████████	██	██	██	██	████████
		████████████████████	██	██	██	██	████████
10	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
11	████████ ████████	████████████████████	██	██	██	██	████████
		████████████████████	██	██	██	██	████████
12	████████	████████████████████	██	██	██	██	████████

13	[REDACTED]						
14	[REDACTED]						
15	[REDACTED]						
16	[REDACTED]						
17	[REDACTED]						
18	[REDACTED]						

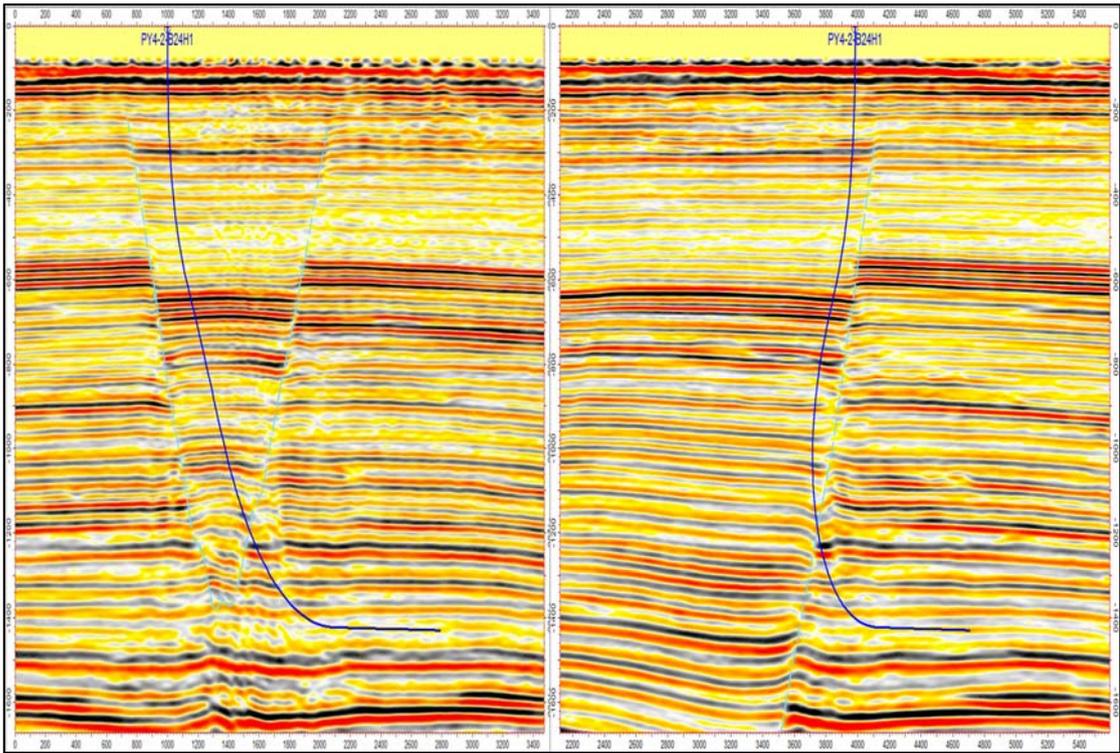


图 6.7-1PY4-2-B24H1 沿井轨迹剖面图

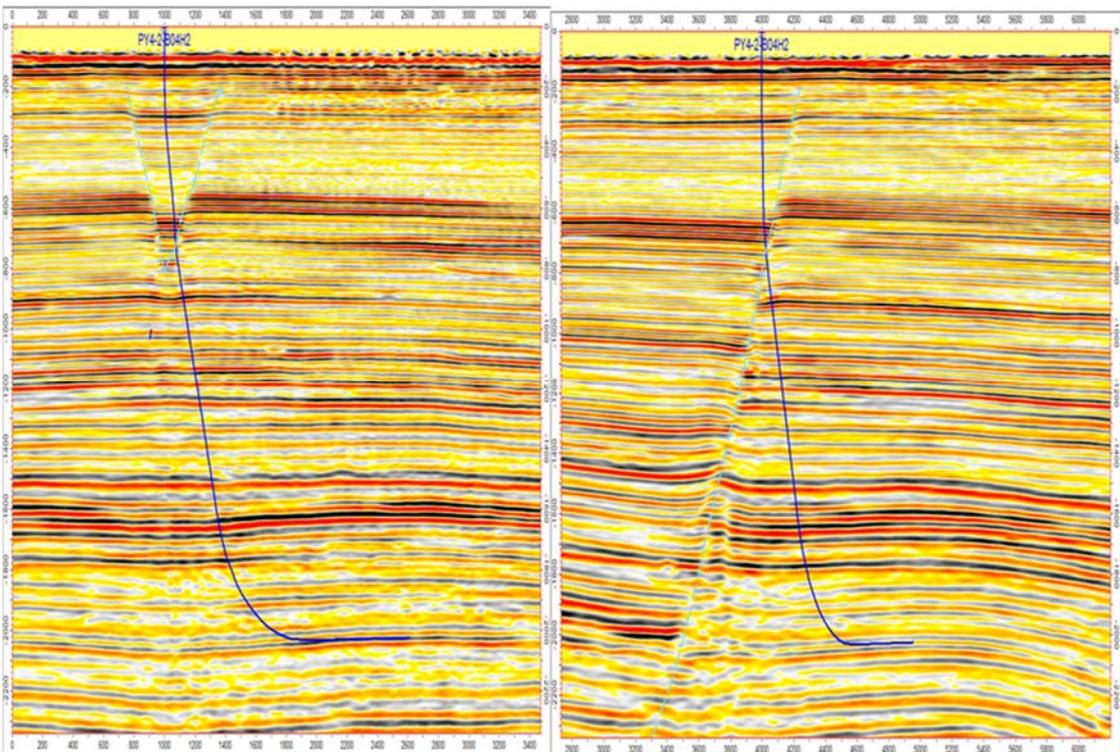


图 6.7-2PY4-2-B04H2 沿井轨迹剖面图

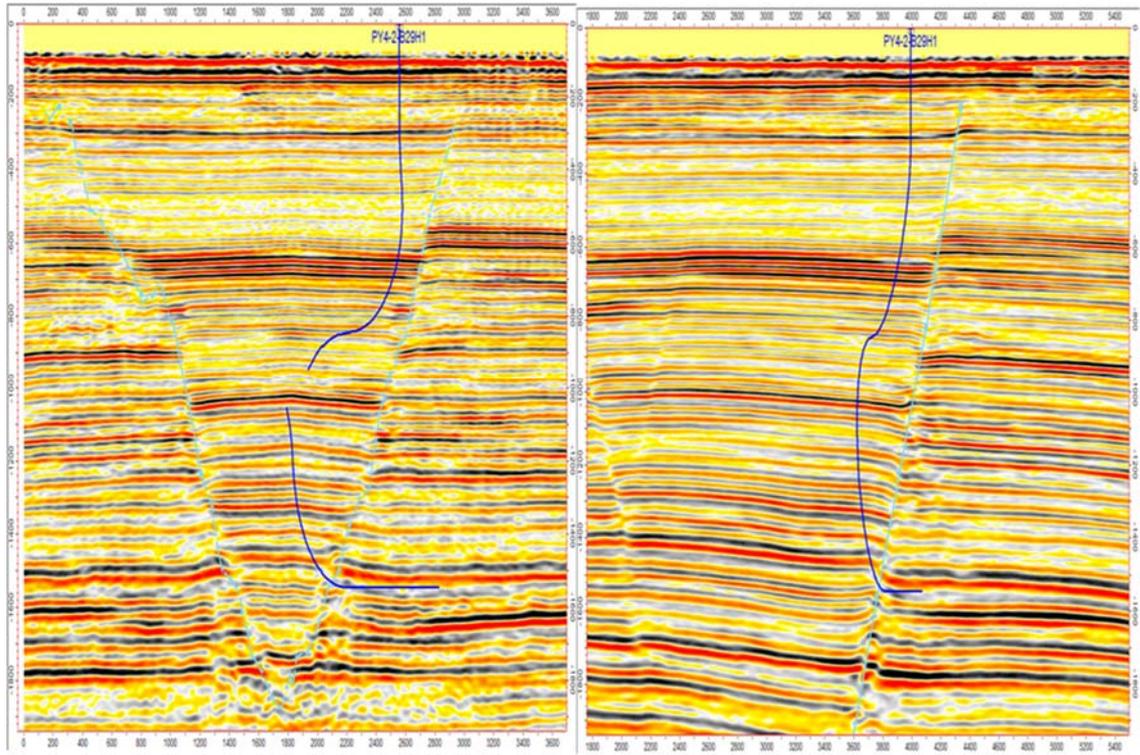


图 6.7-3PY4-2-B29H1 沿井轨迹剖面图

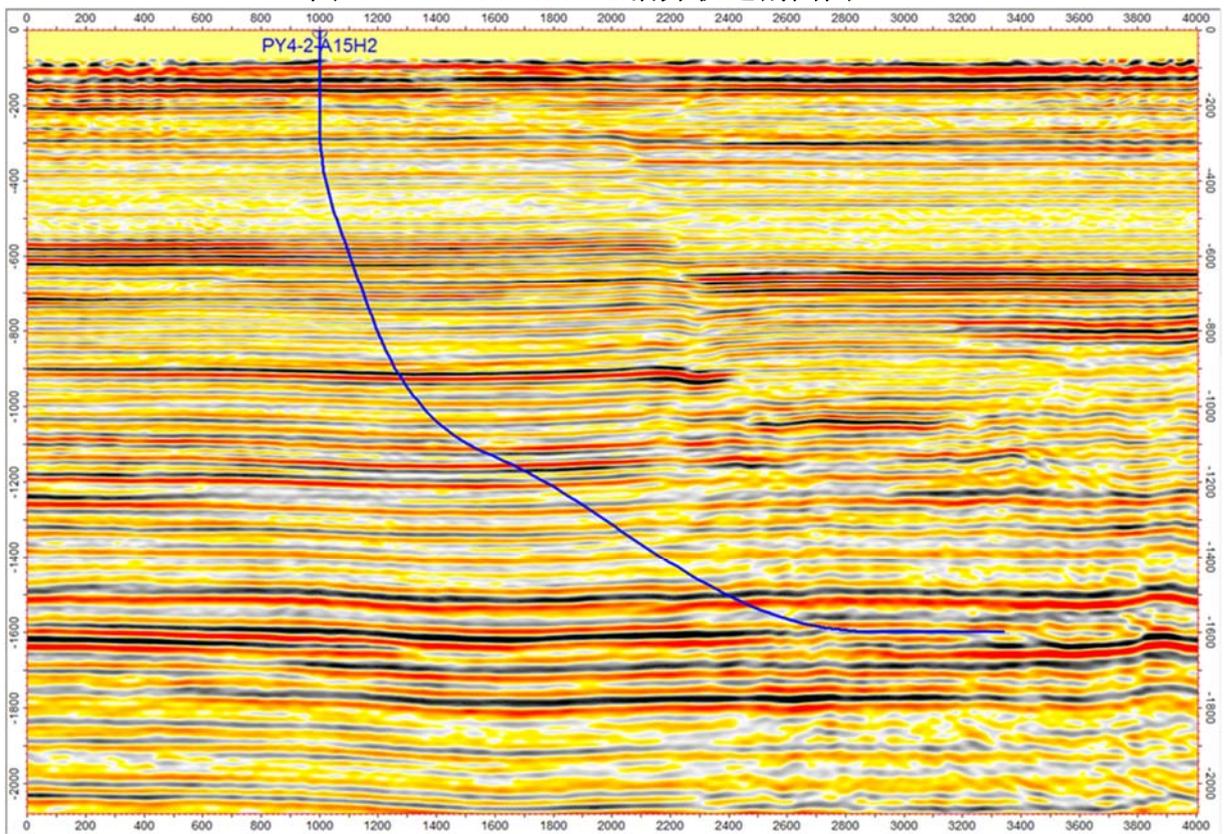


图 6.7-4PY4-2-A15H2 沿井轨迹剖面图

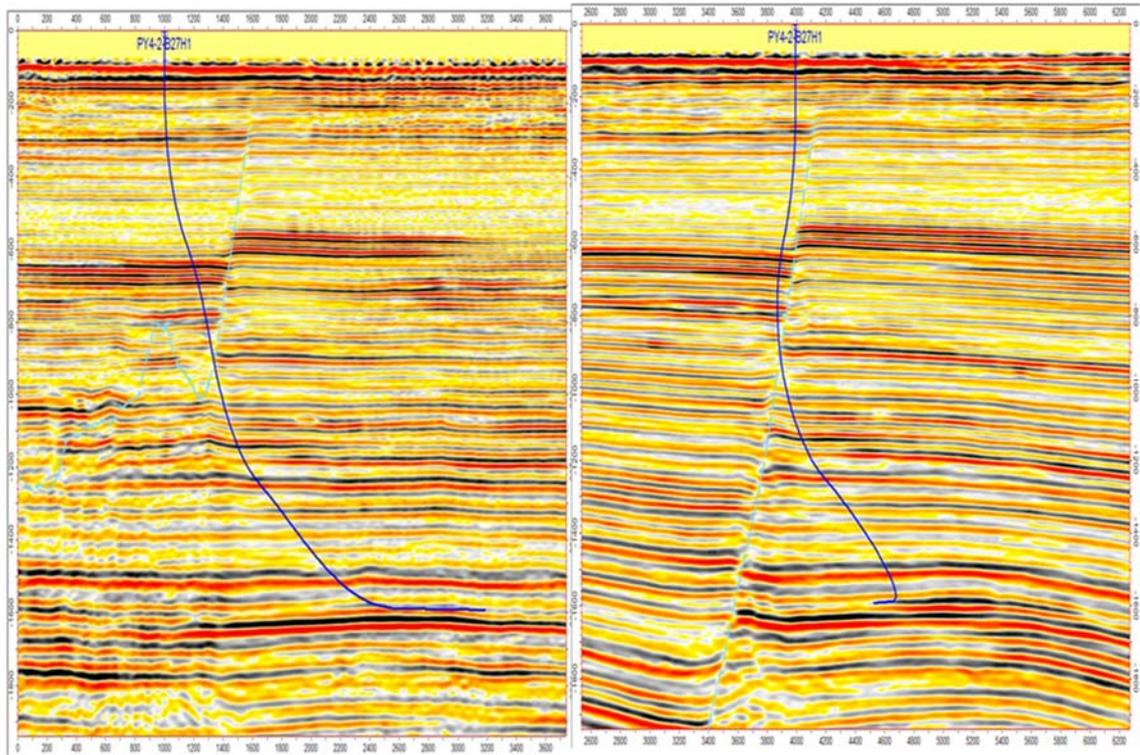


图 6.7-5PY4-2-B27H1 沿井轨迹剖面图

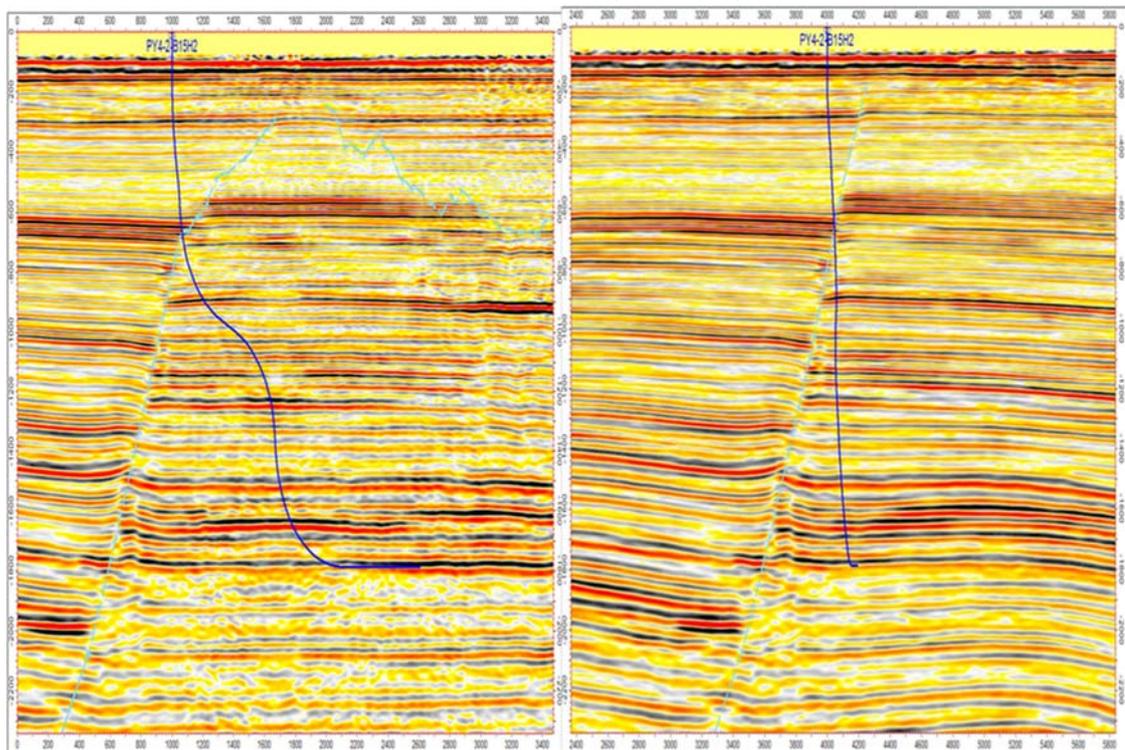


图 6.7-6PY4-2-B15H2 沿井轨迹剖面图

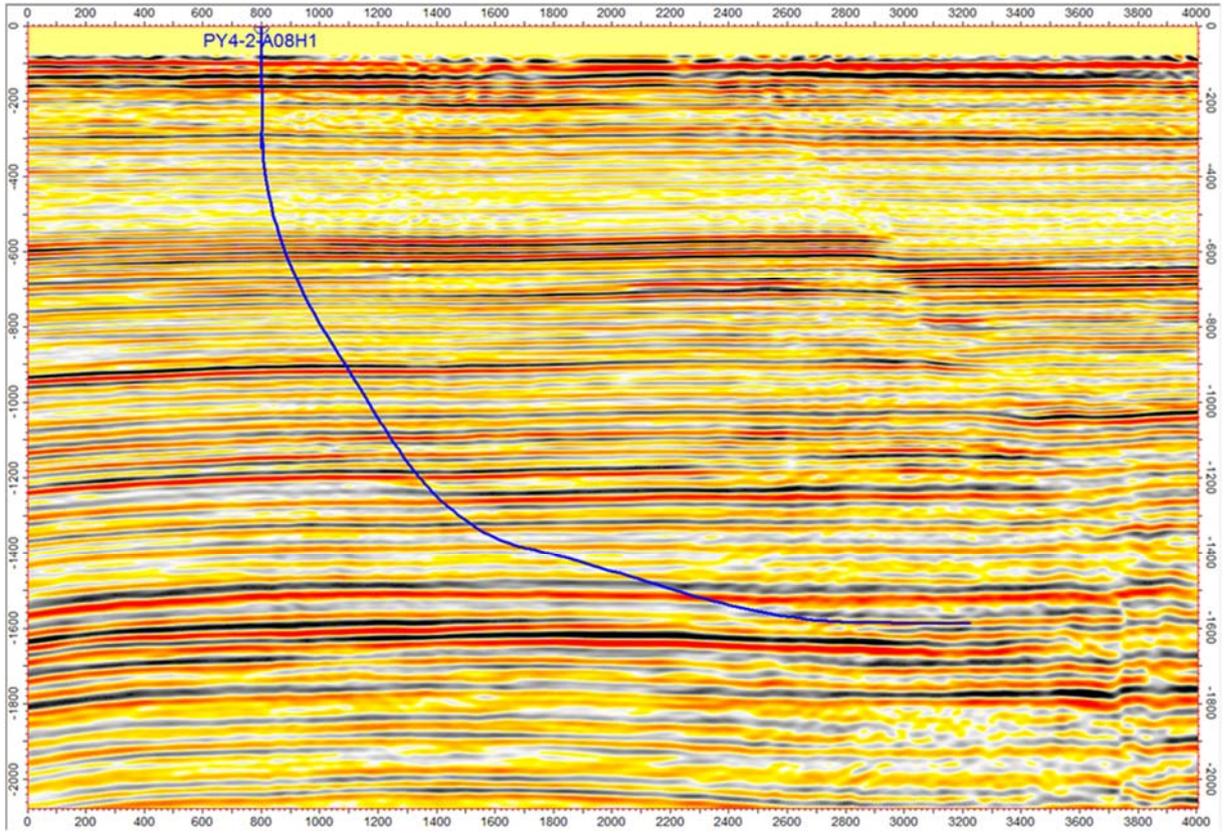


图 6.7-7PY4-2-A08H1 沿井轨迹剖面图

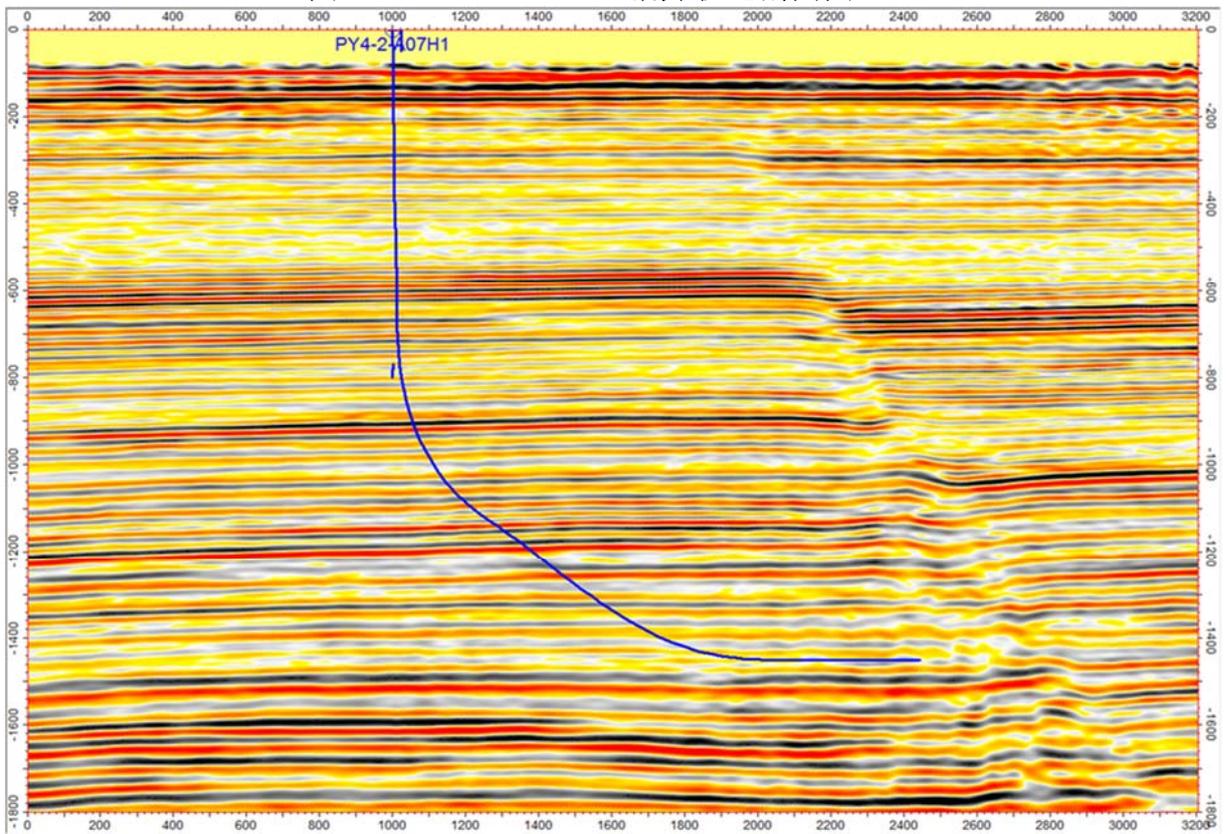


图 6.7-8PY4-2-A07H1 沿井轨迹剖面图

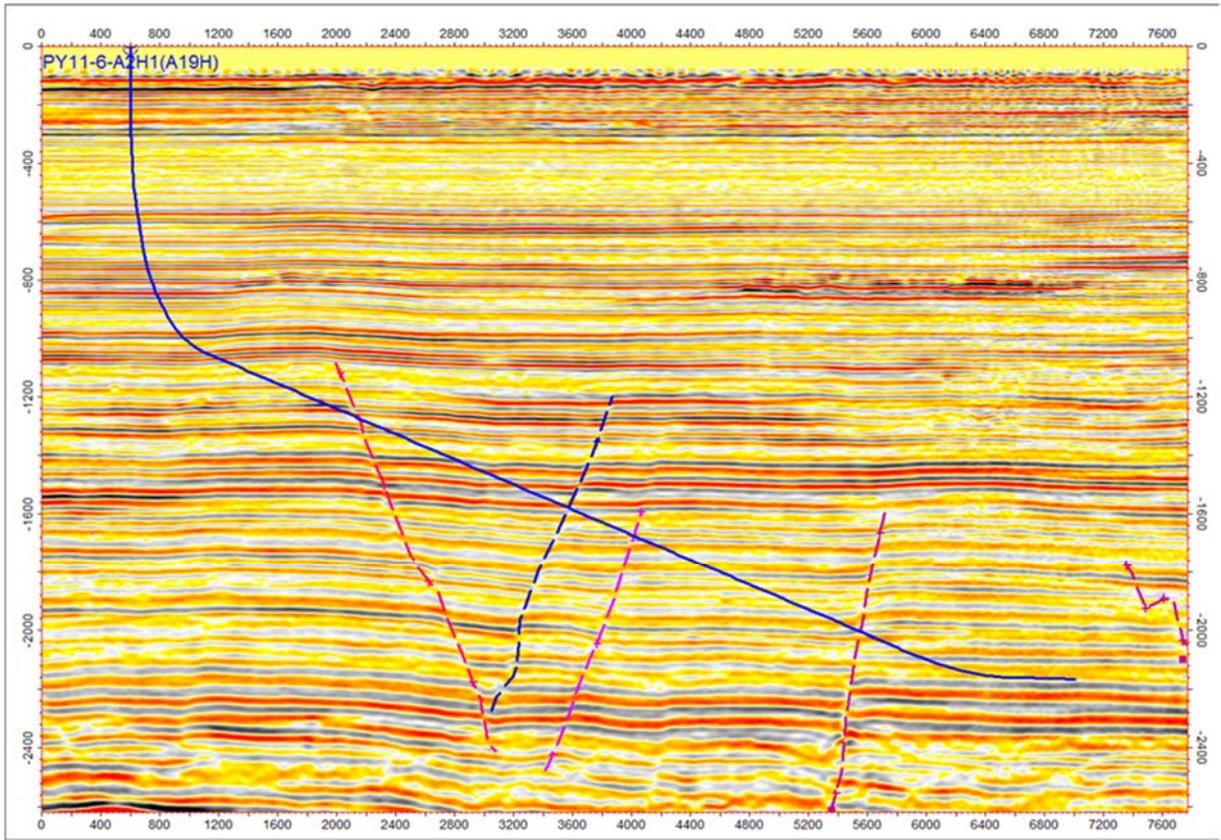


图 6.7-9PY5-1WS-1D&A1H1&PY11-6-A2H1 沿井轨迹剖面图

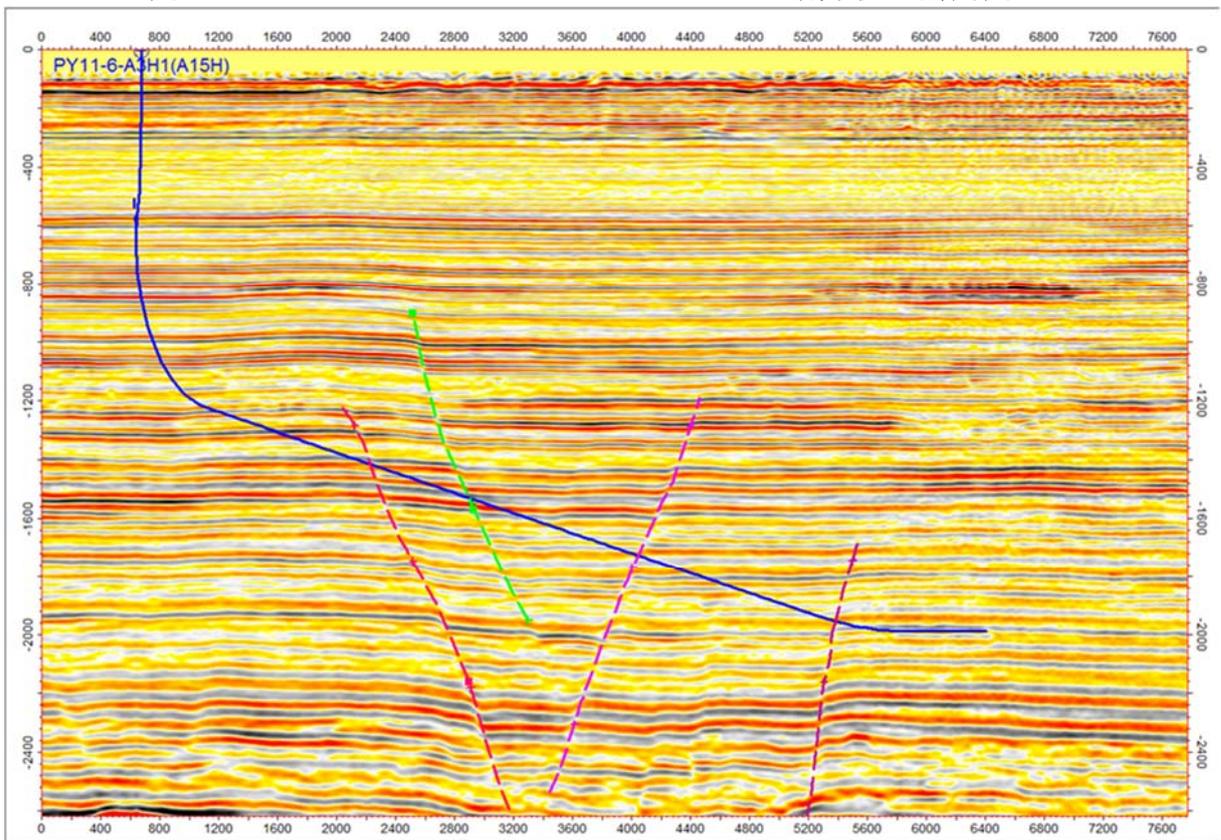


图 6.7-10PY11-6-A3H1 沿井轨迹剖面图

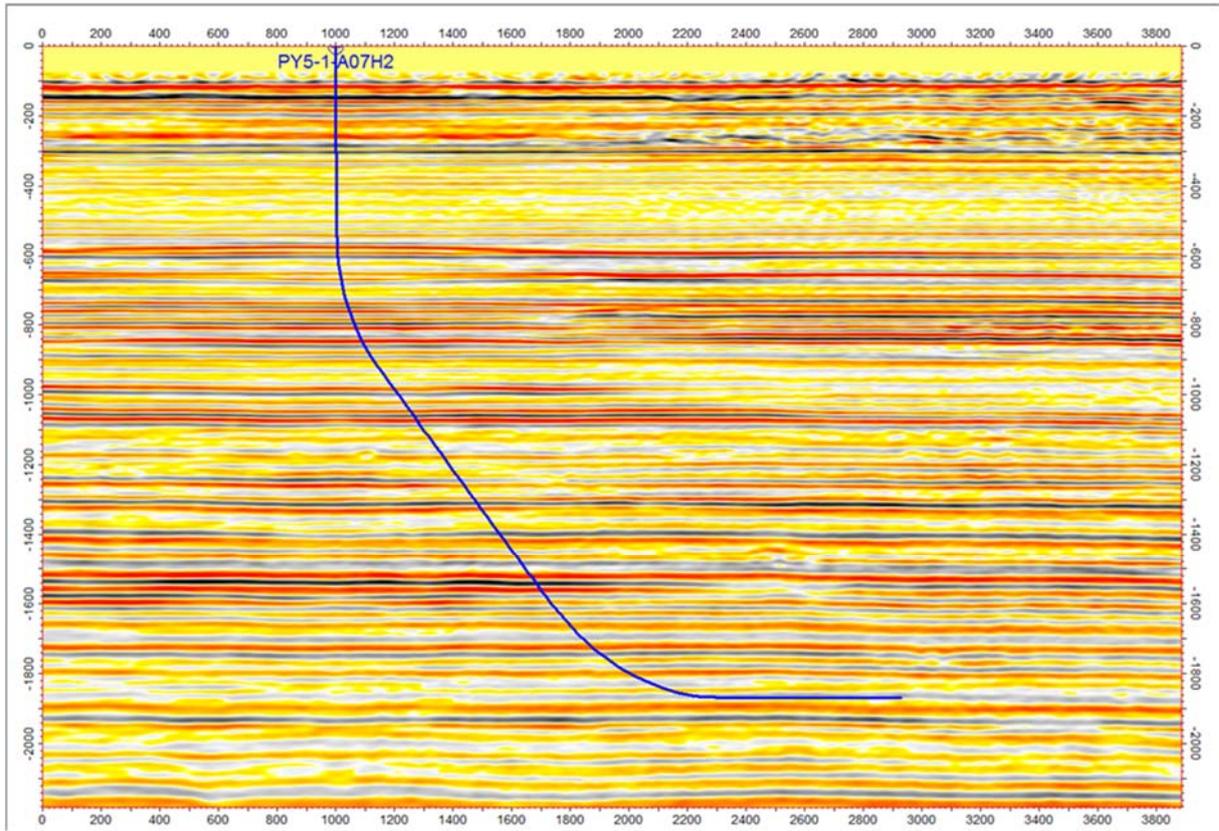


图 6.7-11PY5-1-A07H2 沿井轨迹剖面图

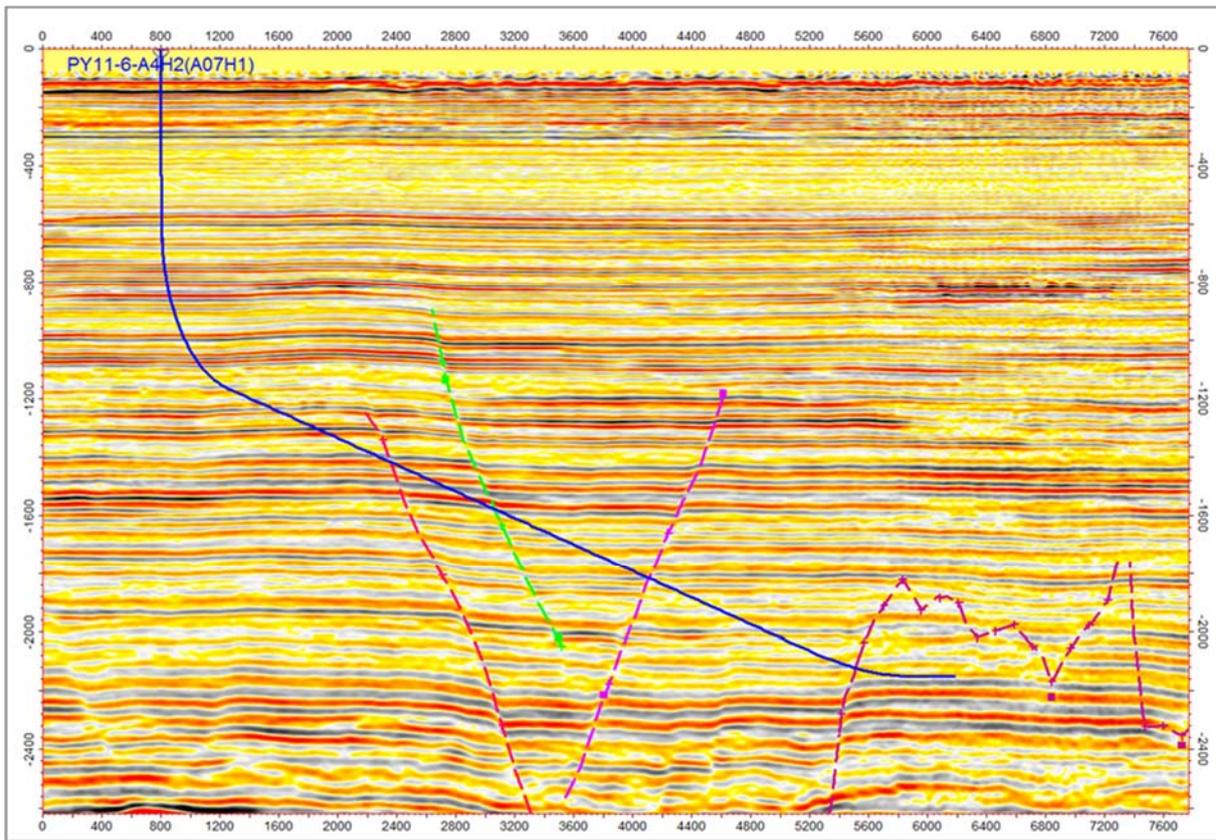


图 6.7-12PY11-6-A4H2 沿井轨迹剖面图

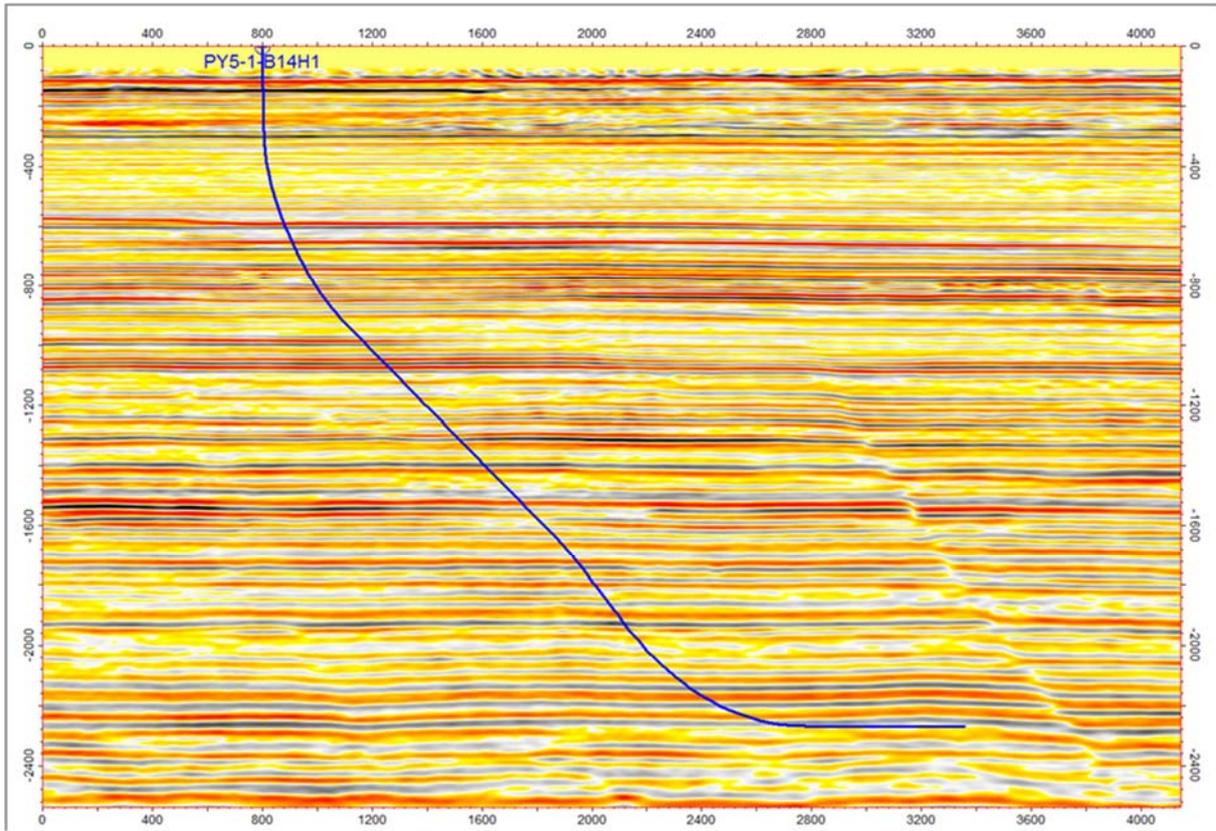


图 6.7-13PY5-1-B14H1 沿井轨迹剖面图

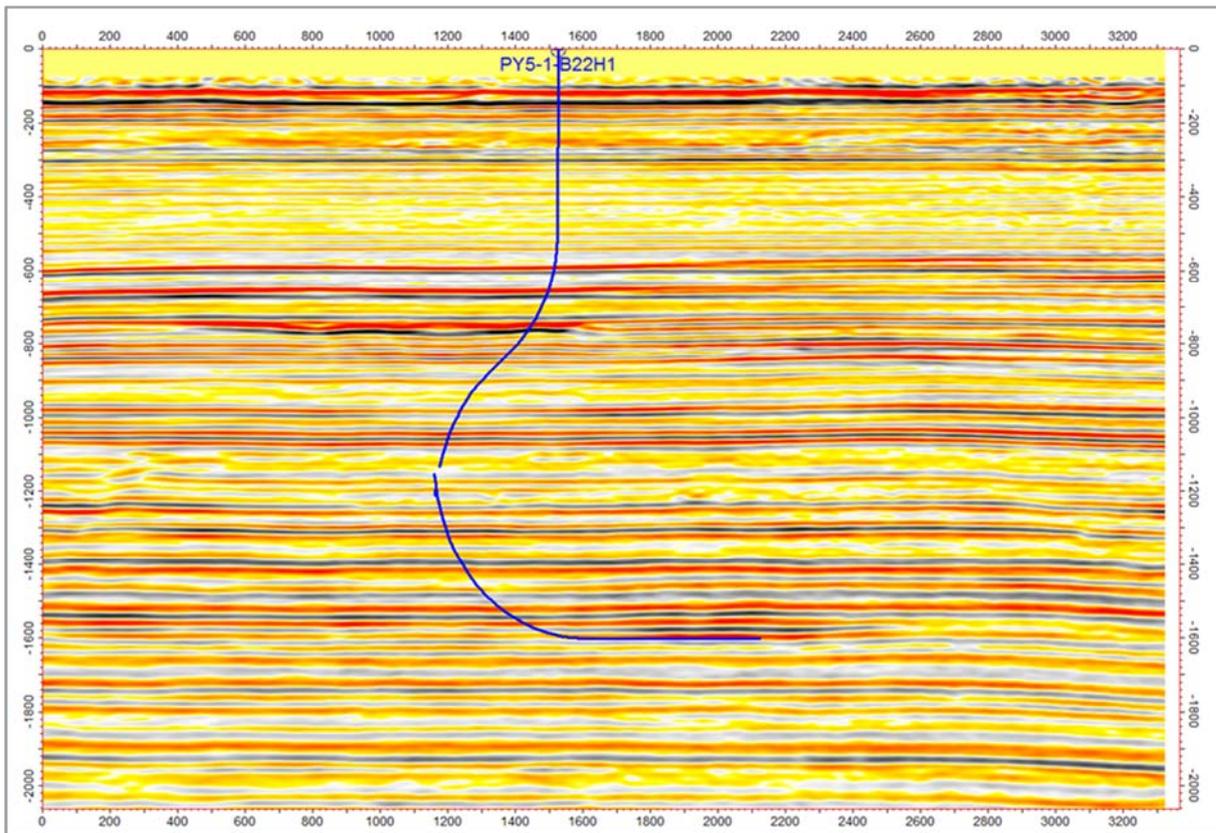


图 6.7-14PY5-1-B22H1 沿井轨迹剖面图

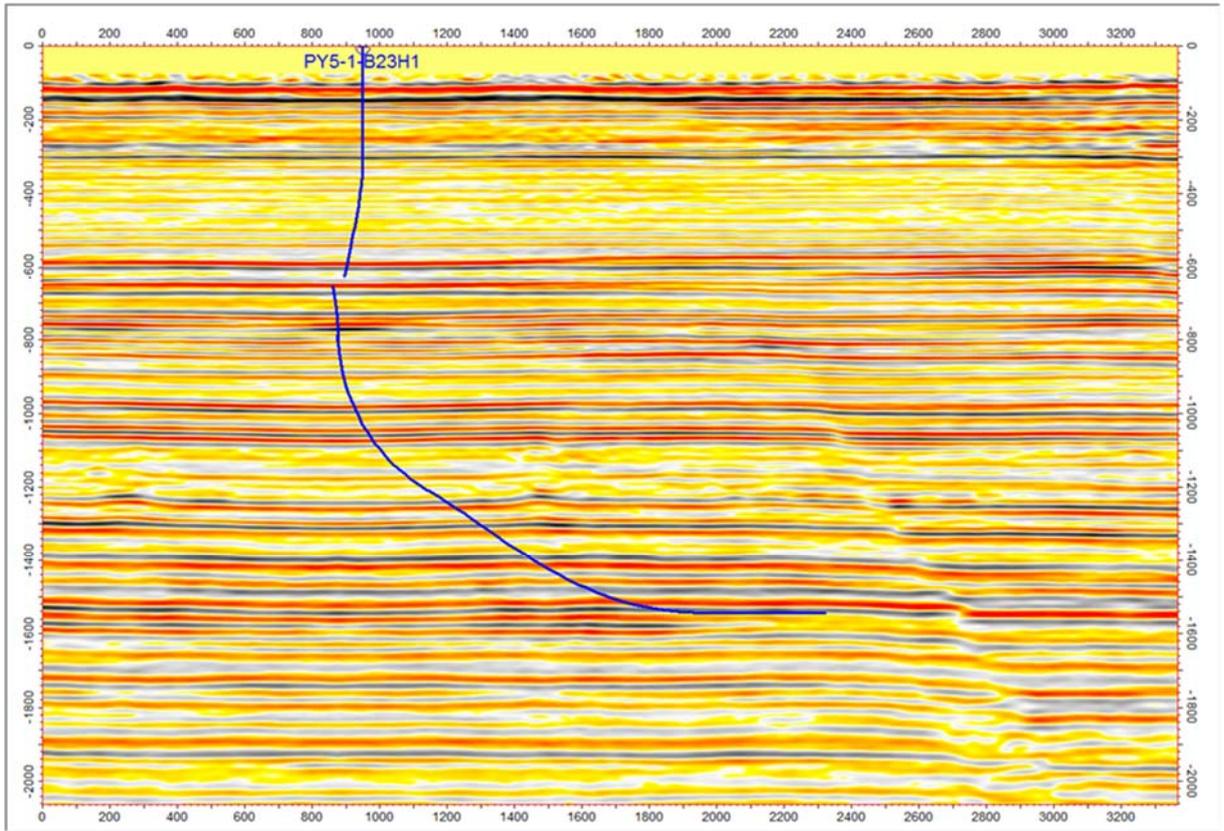


图 6.7-15PY5-1-B23H1 沿井轨迹剖面图

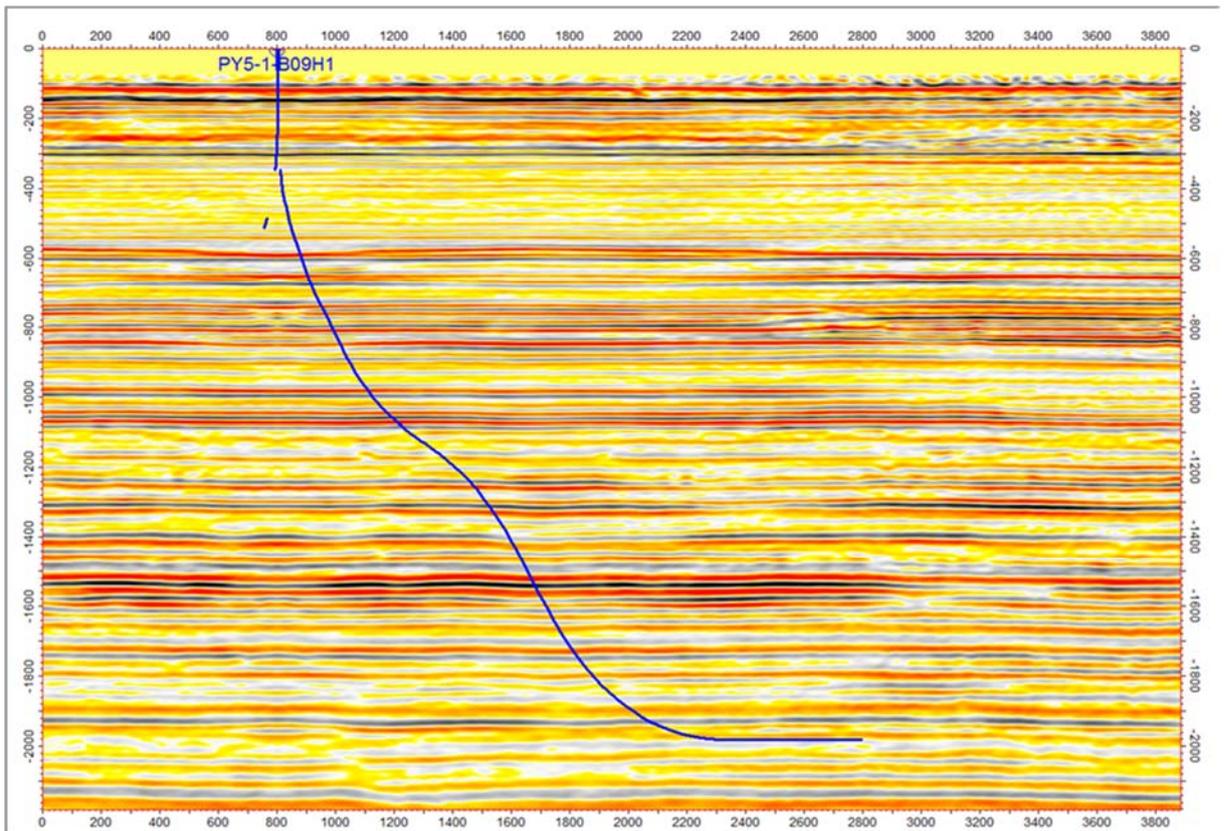


图 6.7-16PY5-1-B09H1 沿井轨迹剖面图

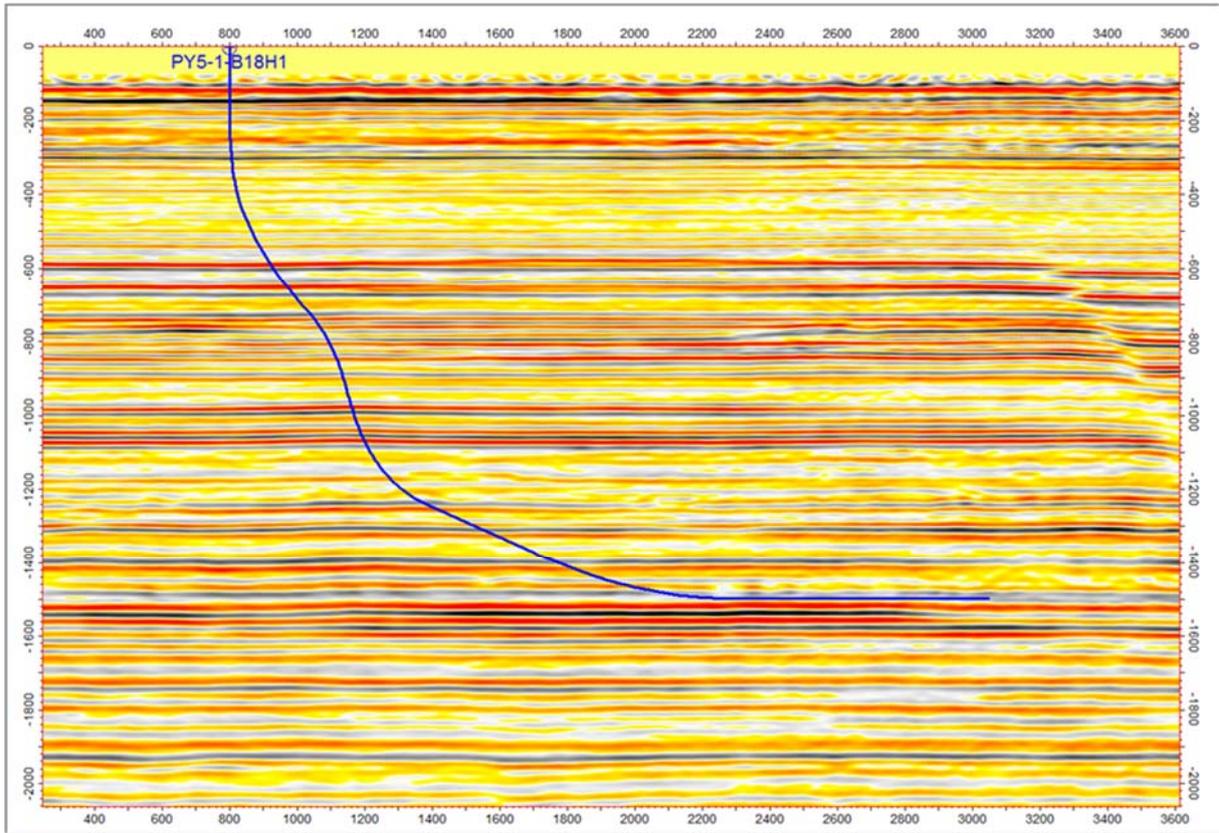


图 6.7-17PY5-1-B18H1 沿井轨迹剖面图

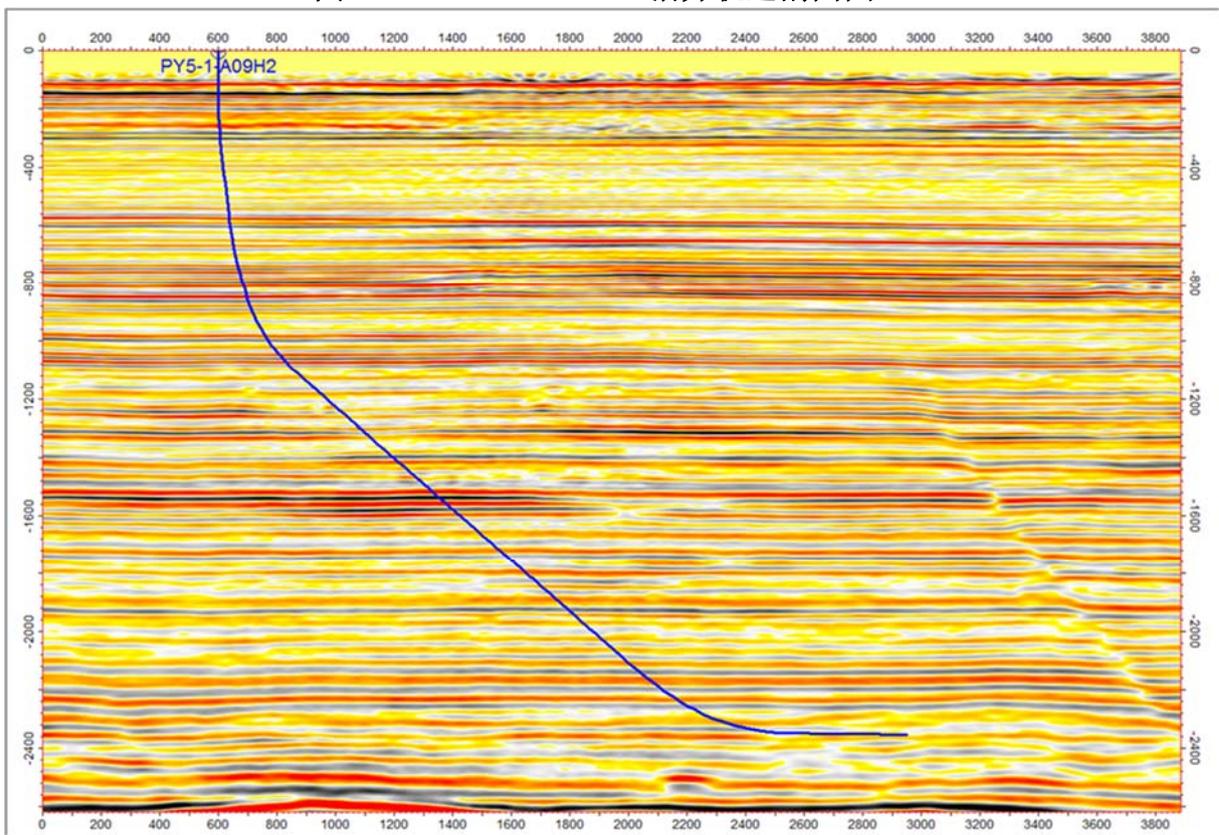


图 6.7-18PY5-1-A09H2 沿井轨迹剖面图

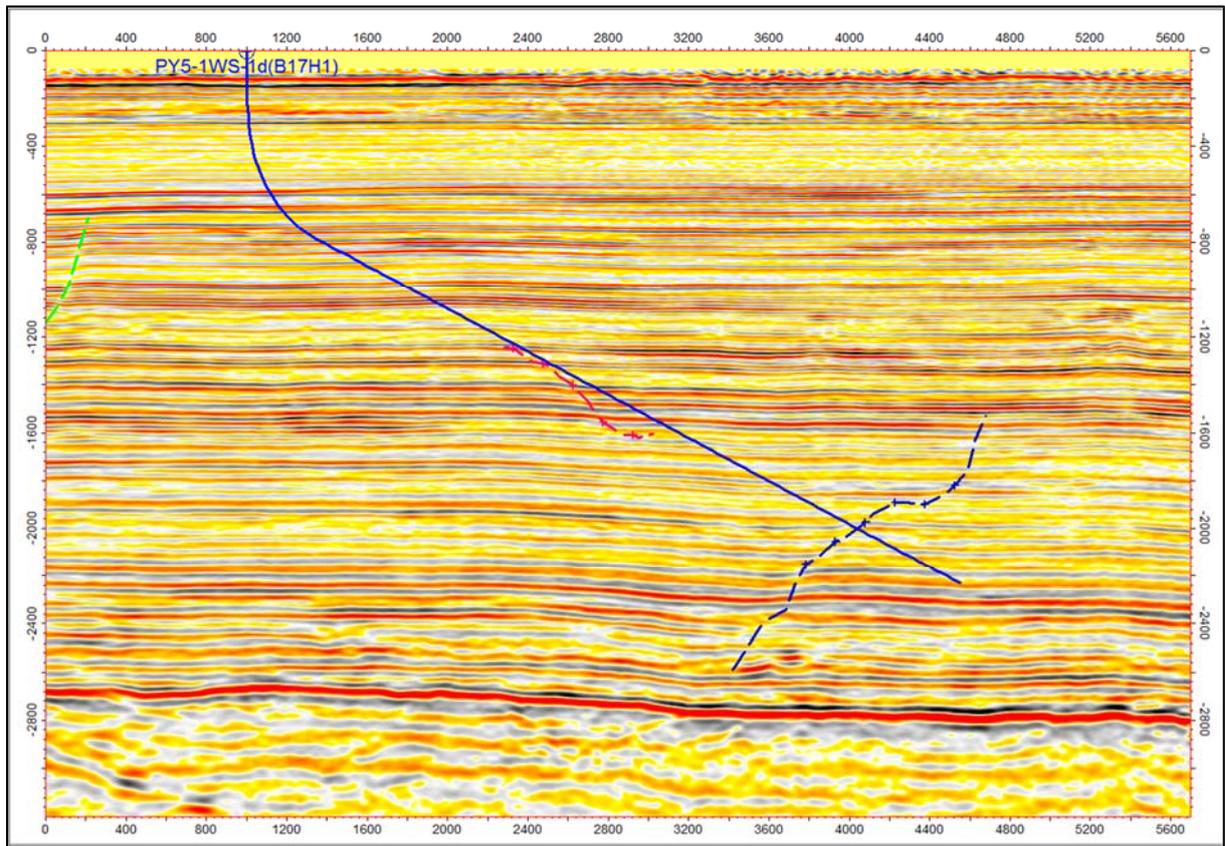


图 6.7 - 19PY5-1WS-1d 沿井轨迹剖面图

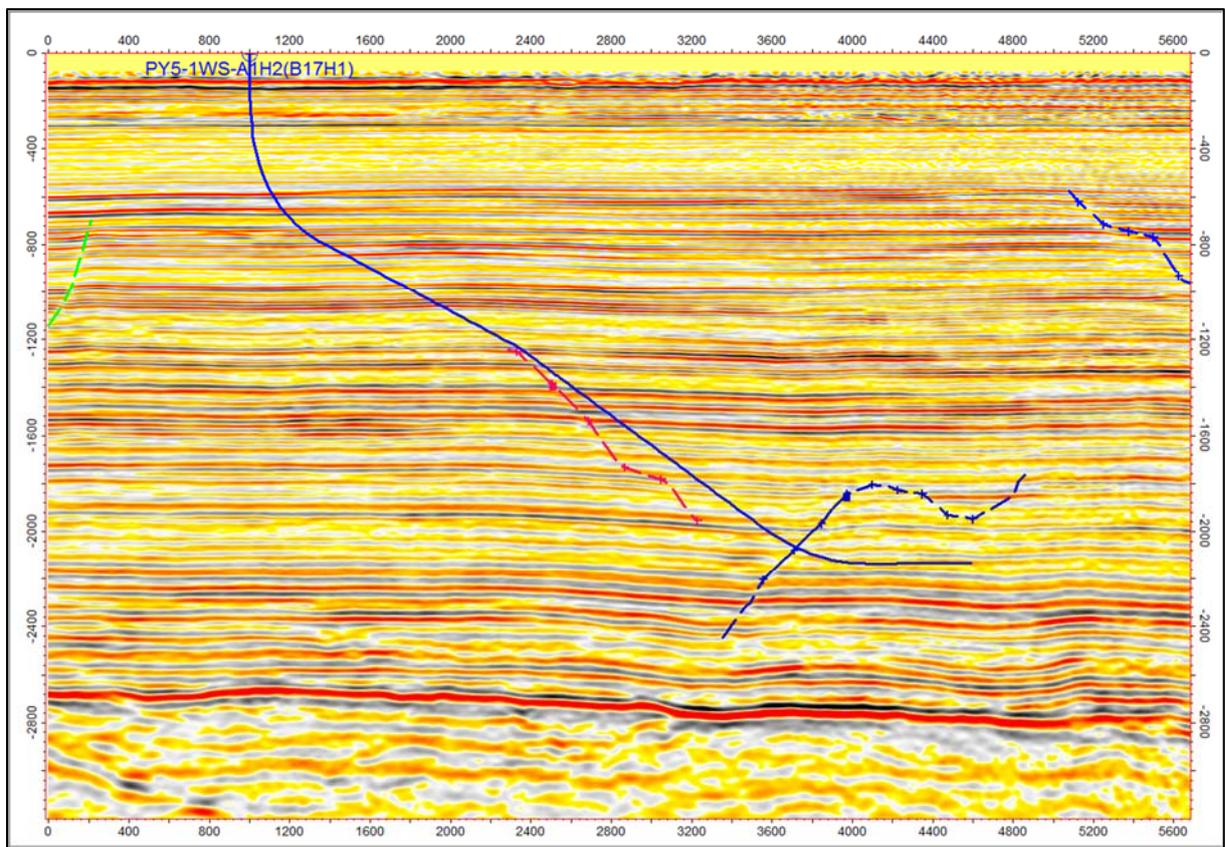


图 6.7 - 20PY5-1WS-A1H2 沿井轨迹剖面图

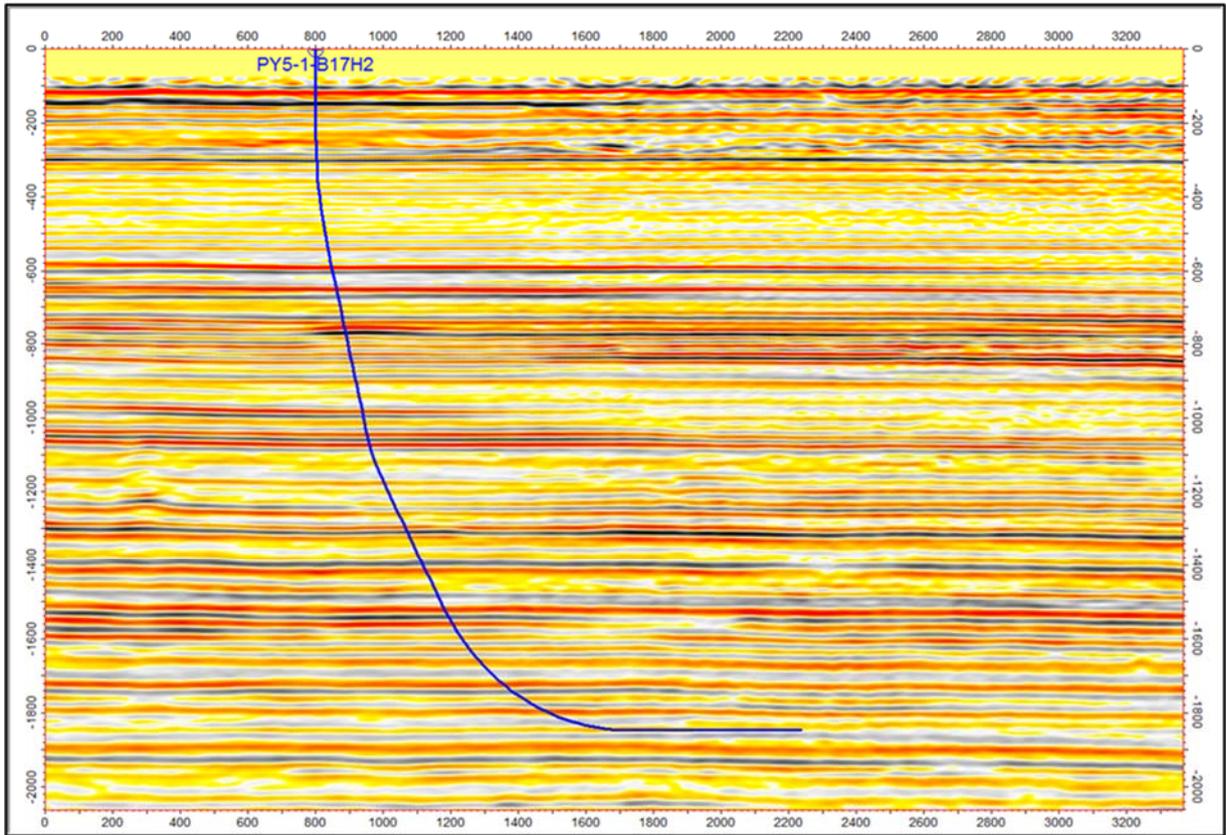


图 6.7 - 21PY5-1-B17H2 沿井轨迹剖面图

6.7.2.2 断层

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。本项目调整井钻遇断层情况见下表。

表 6.7-2 本项目调整井钻遇断层情况

序号	油田	井名	钻遇断层数	距断层距离 (米)	备注
1	番禺 4-2				
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9	番禺 11-6				
10					
11					
12	番禺 5-1				
13					
14					
15					
16					
17					
18					

6.7.2.3 浅层气风险分析

从番禺 4-2/5-1/11-6 油田地震资料来看,没有明显的浅层气异常现象;通过复查番禺 4-2/5-1/11-6 油田所有探井和开发井的录井资料,发现探井和开发井气测值普遍比较低、无浅层气响应;查看番禺 4-2/5-1/11-6 油田所有钻井资料,钻井过程中均未发现浅层气的存在。

综上所述,拟建工程调整井钻遇浅层气的风险很低,合理设计井深结构,实施过程中一旦出现浅层气,应对措施为:现场配环形防喷器及分流器备用,并配制足够量稠膨润土浆和重泥浆,依据浅层气的作业程序、应急程序、作业要求和浅层气井控方案进行钻进。

6.7.3 其他事故风险分析和评价

6.7.3.1 井喷事故风险分析

通常井喷的事故概率很低,挪威科学和工业研究基金会(SINTEF)海洋石油井喷数据库(SINTEF Offshore Blowout Database)统计分析了从1980年1月1日到2005年1月1日在美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海洋石油开发过程中发生的事故数据。常规井的井涌或井喷概率见表 6.7-3。

表 6.7-3 常规油井井涌和井喷事故概率

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

根据国内有关资料统计,石油勘探开发工程钻井过程中井喷事故概率为 1.16‰左右。我国自 1966 年至 2001 年底先后在渤海、东海、南海东部和南海西部海区已经钻井 1200 多口,仅在钻勘探井时发生过四次井喷,在生产井钻井中尚未发生过井喷事故,因此,我国生产井的井喷事故概率应至少低一个数量级 (1.16×10^{-4})。

由于国内生产井井喷事故概率更高,因此选用国内统计概率进行计算。本次调整井工程拟在番禺 4-2/5-1 油田钻 18 口调整井,均为生产井,18 口生产井发生井喷的概率不会高于 2.09×10^{-3} 次/a。

6.7.3.2 船舶碰撞事故风险分析

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和油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》(2010),船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 6.7-4。

表 6.7-4 船舶碰撞概率

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

拟建工程中,发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故,因此,船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

6.7.3.3 火灾和爆炸事故风险分析

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析,并结合渤海近 40 年已建 60 余座有油气传输处理区的平台的安全分析,给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率:

油气处理区,约为 4.0×10^{-3} 次/年;

储油区,约为 2.0×10^{-3} 次/年;

油气输送区,约为 3.0×10^{-4} 次/年。

拟建工程涉及 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台为油气处理区及油气输送区,各平台发生火灾事故的概率取值为: 4.3×10^{-3} 次/年; FPSO 为储油区及油气处理区,发生火灾事故的概率取值为: 6.0×10^{-3} 次/年。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，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台各平台发生火灾导致溢油事故的概率最高不高于 4.3×10^{-4} 次/a，FPSO 发生火灾导致溢油事故的概率最高不高于 6.0×10^{-4} 次/a。

6.7.3.4 海底管道/立管泄漏事故风险分析

根据莫特麦克唐（Mott McDonald）公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km， $328858 \text{ km} \cdot \text{a}$ 。同时，挪威船级社（Det Norske Veritas, DNV）的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体见表 6.7-5。

表 6.7-5 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线（开阔海域）	井流管线，以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径≤24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径>24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
立管	钢管—管径≤16 英寸	9.1×10^{-4}	次/a
	钢管—管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/a
	软管	6.0×10^{-3}	次/a

本次调整井项目共依托 4 条海底混输管道，管径均为 12"，依托管道情况见表 6.7-6。根据计算结果，拟建工程海管发生泄漏事故的概率约为 1.02×10^{-3} 次/a。

表 6.7-6 依托管道概况

管道名称	长度	管径（"）	概率
PY4-2WHP 平台→HYSY111 FPSO	8.9	12	4.54×10^{-4}
PY5-1WHP 平台→HYSY111 FPSO	9.2	12	4.69×10^{-4}
PY4-2DPPA 平台→管线三通处	0.935	12	4.77×10^{-5}
PY5-1DPPB 平台→管线三通处	0.915	12	4.67×10^{-5}
合计	19.95	-	1.02×10^{-3}

拟建工程不涉及新建管道，根据产能预测量，本次调整井投产后管线的输送量未超过原管线的设计能力，没有增加所依托管线溢油的风险，故不属于拟建工程新增的环境风险。

6.7.3.5 柴油罐和柴油输送管道泄漏

拟建工程不涉及柴油罐新增和扩容，本次调整井投产后番禺 4-2/5-1 油田的柴油用量不增加，没有增加原有工程柴油罐和柴油输送管道溢油的风险，故不属于拟建工程新增的环境风险。

番禺 4-2/5-1 油田柴油输送管道泄漏溢油事故的主要原因是守护船往平台输送柴油过程中天气或设备的原因造成的微量柴油的泄漏，现在番禺 4-2/5-1 油田对输送柴油的设备进行了更新，并制定了相应的管理程序，尽可能避免在恶劣天气下进行打油作业。

6.7.4 源项分析

6.7.4.1 溢油事故环境风险判别

由以上的分析/论述可知，拟建工程建设和生产阶段的主要溢油事故来自井喷/井涌、海上设施起火爆炸、船舶碰撞、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。根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将油田开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳，见表 6.7-7。

表 6.7-7 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	溢油规模	事故概率（次/年）	环境风险
井喷/井涌	难以估算	2.09×10^{-3}	高
火灾、爆炸（引起溢油）	难以估算	最大为 4.3×10^{-4}	高
船舶碰撞	大	5.0×10^{-6}	中
地质性溢油事故	大	很低	中

6.7.4.2 最大可信事故

根据本章节分析可以看出，油田开发钻井阶段和生产阶段的主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、船舶碰撞、地质性油气泄漏、海底管道破裂。

生产阶段的海底管道破裂造成的溢油事故级别较大，环境风险较大，但是由于拟建工程不新增海底油气管道，现有依托海底管道的长度和管径不变，因此海底油气管道破裂造成的风险溢油概率与改造前相比不会增大；拟建工程的目的在于弥补油田的递减产能，减缓油田产量的递减速度，因此拟建工程投产后所依托海底油气管道的输送量和溢油量不会超过改造前最大核算量，根据产能预测量，本次调整井投产后管线油气的输送量未超过原管线的设计能力，没有增加所依托管道溢油的风险。由于依托海底管道破裂、火灾和爆炸造成溢油的风险在原环评报告中已作评价，因此本报告不再对依托海底管道破裂、火灾和爆炸造成溢油的事故风险进行分析；同时，井喷/井涌事故溢油量难以估算；因此，拟建工程选择施工期船舶碰撞事故为最大可信事故进行溢油预测。

本项目施工期间主要使用的船舶为三用工作船。施工过程中，三用工作船主要用于运送物料，船舶使用频繁，与其他船舶交叉作业的时间较长，发生碰撞溢油的可能性相对较大。因此，本项目以三用工作船的燃料油舱的单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量。

6.7.5 事故后果分析与计算

6.7.5.1 溢油漂移扩散预测

(1) 拟采用溢油预测模式

拟建工程假设包括背景流场和波浪净流在内的表层流已知流速分量为 U_b , V_b , 而不确定方法表示湍流的随机扩散由随机游动速度 U' 和 V' 表示, 则每一个油粒子的漂移速度为:

$$\begin{aligned} U &= U_b + U' \\ V &= V_b + V' \end{aligned} \quad (1)$$

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为:

$$\begin{aligned} x^{n+1} &= x^n + U_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \\ y^{n+1} &= y^n + V_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \end{aligned} \quad (2)$$

对时间 t 方向上采用中心差分, 能够保证上述差分方程的二阶精度。上式中 ξ 、 K_H 分别代表 $[-1,1]$ 区域上的均匀分布随机数和水平方向上的湍流涡动粘性系数。

波浪净流的量值较小, 因为溢油油膜的覆盖使海面变得较为平坦。它可根据二阶 Stokes 波理论由下式给出:

$$u_{wave} = \frac{K\omega H^2}{8sh^2(Kd)} ch(2Kz_0) \quad (3)$$

式中 K , ω , H , d , z 分别代表波数, 波圆频率、波高、水深和油粒子所处的深度。

波浪的主要作用并不在于波浪净流, 因为它较背景流场要小得多。波浪作用主要在于搅动水面, 及由破碎引起的溢油入水。溢油入水体积可写为:

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{-C_2 t H s^2 / L} \quad (4)$$

其中, V_0 、 t 、 H_s 、 L 分别为溢油初始体积、时间、有效波高和波长。 C_2 为常数, 取作 $-2.53 \times 10^{-3} / V_0^{0.62}$ 。

溢油入水后化作比油粒子更小的油滴来模拟其垂向运动。油滴的垂向运移仍由确定的背景场垂向流速分量 W_b 、浮力作用下的上浮速度 W_L 和不确定的垂向湍流扩散来计算。垂向运移距离:

$$\Delta z = (W_b + W_L) \Delta t + \xi \sqrt{6K_v \Delta t} \quad (5)$$

依 Johanson- Ichiye 的公式, 垂向涡动扩散系数由下式计算:

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{-C_2 t H s^2 / L} \quad (6)$$

H_s 、 T 、 Z 、 K 、 C 分别为有效波高、周期、深度、波数和常数, 上浮速度分量依据油滴直径大小分别计算。设浮力作用下, 油滴临界直径为 d_e , 则有:

$$de = \frac{9.52v^{2/3}}{g^{1/3}(1-\rho_o/\rho_w)^{1/3}} \quad (7)$$

对 $d_i < d_e$, 由 Stokes 定律:

$$W_L = gd_i^2(1-\rho_o/\rho_w)/18\nu \quad (8)$$

对 $d_i > d_e$, 则有:

$$W_L = \left[\frac{8}{3}gd_i(1-\rho_o/\rho_w)\right]^{1/2} \quad (9)$$

式中 g 、 d_i 、 ν 、 ρ_o 、 ρ_w 分别为重力加速度、油滴直径、运动粘性系数、油密度和水密度, 油滴垂向运移的中心差分公式:

$$z^{n+1} = z^n + (W_b + W_L)^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_v \Delta t} + o(\Delta t^2) \quad (10)$$

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为:

$$F_V = \ln\left[1 + B' \left(\frac{T_G}{T}\right) \theta' e^{(A'-B'\frac{T_0}{T})}\right] \frac{T}{B'T_G} \quad (11)$$

式中 $A' = 6.3$, $B' = 10.3$, T 为油温, T_G 为油的沸点曲线梯度, T_0 为油的初始沸点温度, θ' 为挥发系数由下式确定:

$$\theta' = CW^{0.78}tA/V_o \quad (12)$$

C 为常数, W 风速, t 时间, A 油膜面积, V_o 初始溢油体积。乳化程度由含水率 Y_w 表示, 依据 Mackay(1980)有:

$$Y_w = \frac{1}{K_B} [1 - e^{-K_A K_B (1+W)^2 t}] \quad (13)$$

其中 Y_w 为乳化物含水量 (%), K_A 取 4.5×10^{-6} , K_B 取 $1/Y_w^F$, Y_w^F 为最终含水量, 取 1.25。

则水面油粒子体积应为:

$$V_i = V_o(1-F_{Vi})/(1-Y_{wi}) \quad (14)$$

设乳化前油密度为 ρ_o , 水密度为 ρ_w , 则乳化后油密度:

$$\rho_* = (1-Y_w)\rho_o + Y_w \cdot \rho_w \quad (15)$$

蒸发对油密度的影响为:

$$\rho = (0.6\rho_o - 0.34)F_V + \rho_o \quad (16)$$

综合挥发、乳化影响, 油密度表达为:

极值风 SE 和极值风 S 十个风向情况下的油膜漂移轨迹图。

从表 6.7-10~表 6.7-11 与图 6.7-22~图 6.7-23 可以看出：溢油事故发生后，油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动，当风向与潮流方向一致时，油膜中心运动速度较大，可以看到油膜中心点间距较大，而当风向与潮流方向相反时，油膜运动方向甚至会与潮流方向相反，在图中可以看到油膜中心点分布比较密集甚至发生重叠。在近海区域，风速和风向引起的浅海风海流对于溢油漂移扩散结果起很重要的作用，体现在模拟结果中就是：不同的风向直接导致溢油漂移方向不同，甚至决定了溢油是否抵岸。

表 6.7-10 不同风向情况下 90m³ 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (72 小时) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	油膜面积 (溢油扩散中最大面积) (km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
E	7.1	89.0	560.8	16.1	-	-	-	-	51.3
N	8.1	45.0	218.7	10.6	-	-	-	-	50.7
ENE	6.6	83.9	563.6	15.3	-	-	-	-	51.6
W	4.9	79.3	444.9	13.8	-	-	-	-	52.7
SW	5.8	100.9	565.4	15.0	-	-	-	-	52.1
NE	6.6	77.8	462.1	14.4	-	-	-	-	51.6
SSW	16	178.6	755.4	16.8	63 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	45.5	-	-	48.0
SSE	16	143.9	850.4	18.1	46 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	47.2	63	48.7	48.7
					51 (万山群岛重要渔业水域)				
					52 (担杆列岛海洋保护区)				
SE	12.1	117.6	891.4	18.1	55 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	47.4	-	-	49.1
S	16	154.5	732.9	16.9	56 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	46.2	-	-	48.0

表 6.7-11 不同风向情况下 90m³ 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (72 小时) (落潮)

风向	风速 (m/s)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	油膜面积 (溢油扩散中最大面积) (km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
E	7.1	86.6	525.4	15.1	-	-	-	-	51.3
N	8.1	43.4	204.9	12.1	-	-	-	-	50.7
ENE	6.6	81.5	518.6	14.2	-	-	-	-	51.6
W	4.9	79.7	444.2	13.2	-	-	-	-	52.7
SW	5.8	100.8	574.4	14.6	-	-	-	-	52.1
NE	6.6	75.4	430.2	13.4	-	-	-	-	51.6
SSW	16	178.7	753.0	16.7	66 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	45.3	-	-	48.0
SSE	16	144.7	829.4	16.8	47 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	50.1	64	48.6	48.6
					50 (万山群岛重要渔业水域)				
					52 (担杆列岛海洋保护区)				
SE	12.1	115.6	843.5	16.7	56 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	47.3	-	-	49.1
S	16	154.9	705.2	16.6	57 (南海北部幼鱼繁育场保护区)	46.1	-	-	48.0

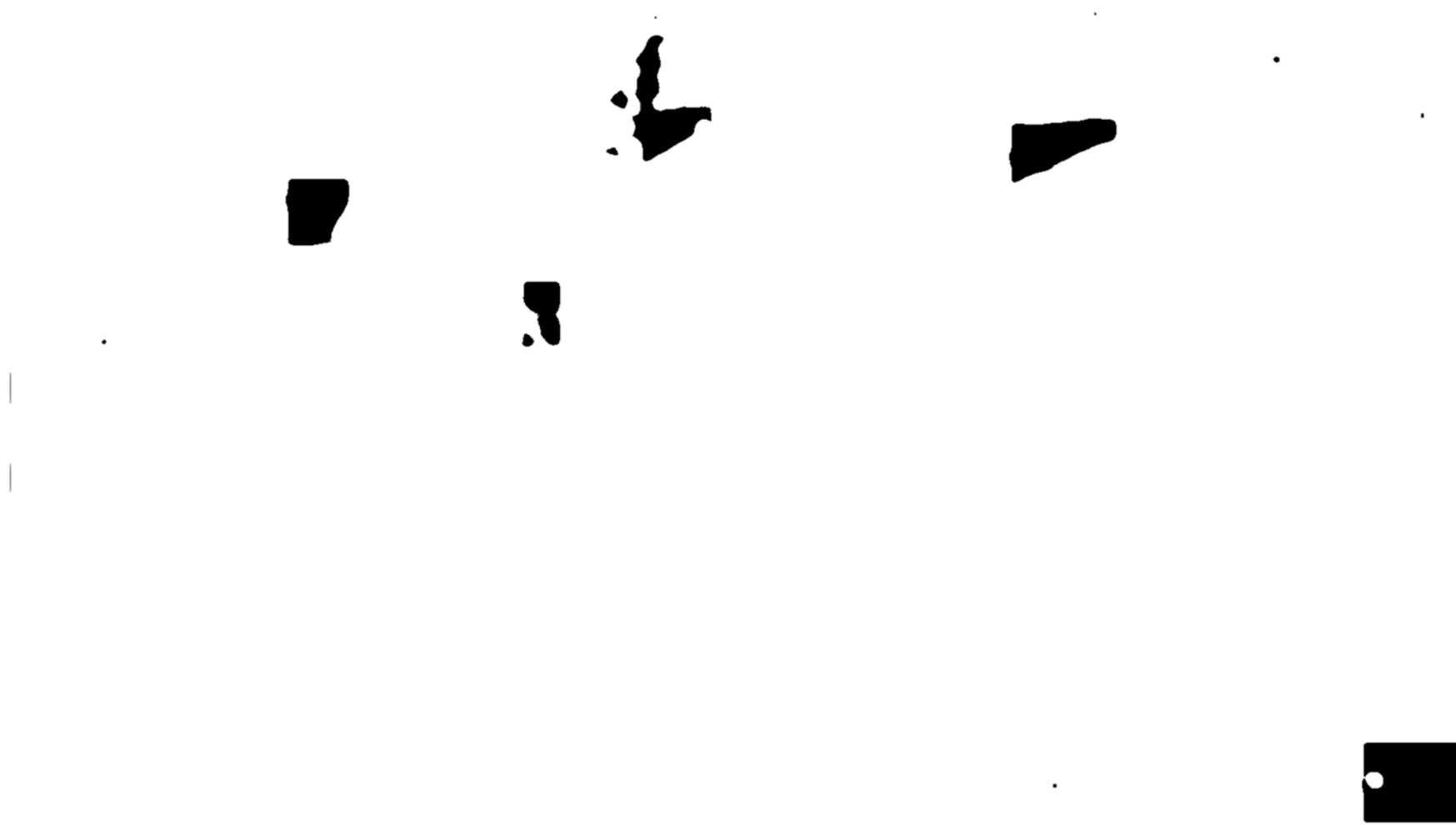


图 6.7-22 90m³溢油 72 小时各向迁移扩散（涨潮）

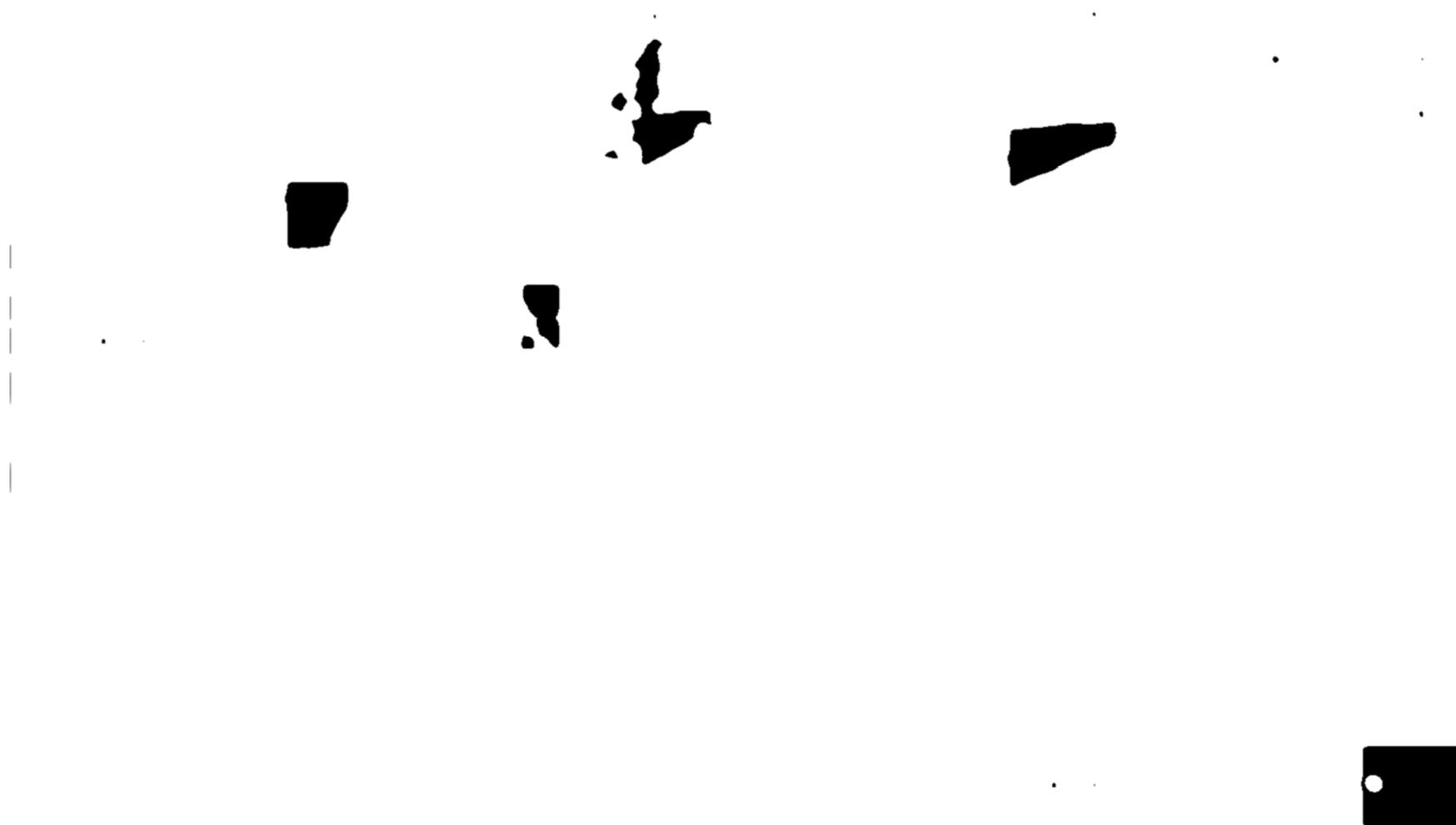


图 6.7-23 90m³溢油 72 小时各向迁移扩散（落潮）

6.7.5.2 溢油抵达敏感区时间及分析

无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业产生污染损害，而溢油一旦抵岸将造成岸线的严重污染。研究表明，一旦溢油到达敏感区域会对敏感区域造成很大损害，敏感区域生态环境将历经几到十几年才能恢复：湿地生态系统的恢复需要约 15 年时间，砂质海滨生态的恢复需要约 3 年时间。

对于拟建工程溢油事故而言，环境敏感区主要环境敏感目标包括海洋保护区、产卵场等，由于拟建工程距离南海北部幼鱼繁育场保护区约为 96km，一旦 SSE 风向涨潮和落潮情况下发生溢油事故，该区首先受到严重污染。溢油发生时在没有任何应对措施的情况下，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，油膜抵达担南海北部幼鱼繁育场保护区的最短时间为 46 小时，需要项目建设单位予以足够重视，在施工过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。因此，一旦发生溢油，应及时采取应急控制措施，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。另外油膜抵达其他敏感区（如东沙群岛珊瑚礁和海鸟自然保护区、佳蓬列岛海洋保护区、针头岩海洋保护区等）的最短时间超过 72 小时，时间较长，因此，一旦发生溢油，如及时有效采取应急控制措施，可避免溢油对敏感区的危害。

表 6.7-12 最大风条件下油膜到达敏感目标的最短时间

敏感目标	不利条件	到达时间 (h)	残余油量 (%)
南海北部幼鱼繁育场保护区	SSW (涨潮、落潮)	63 (涨潮)	54.5 (涨潮)
		66 (落潮)	45.3 (落潮)
	SSE (涨潮、落潮)	46 (涨潮)	47.2 (涨潮)
		47 (落潮)	50.1 (落潮)
SE (涨潮、落潮)	55 (涨潮)	47.4 (涨潮)	
	56 (落潮)	47.3 (落潮)	
S (涨潮、落潮)	56 (涨潮)	46.2 (涨潮)	
	57 (落潮)	46.1 (落潮)	
万山群岛重要渔业水域	SSE (涨潮、落潮)	51 (涨潮)	46.2 (涨潮)
		50 (落潮)	47.2 (落潮)
担杆列岛海洋保护区	SSE (涨潮、落潮)	52 (涨潮)	45.3 (涨潮)
		52 (落潮)	44.3 (落潮)

同时，由于番禺 4-2/5-1 油田位于多齿蛇鲭产卵场、深水金线鱼、鲱鲤类、短尾大眼鲷产卵场内部，主要保护对象为多齿蛇鲭、深水金线鱼、鲱鲤类、短尾大眼鲷。因此一旦在相应月份的产卵期发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将直接落在环境敏感区内并在风、潮流的作用下迁移扩散至其他附近环境敏感区域，对水产资源保护目标产生重大的影响。

6.7.6 环境风险综合分析评价

拟建工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：地质性溢油事故、井喷溢油事故、船舶碰撞事故以及火灾和爆炸事故。通过风险分析，井喷溢油事故风险最大概率为 2.09×10^{-3} (次/a)，船舶碰撞事故风险最大概率为 5×10^{-6} (次/a)，火灾和爆炸事故风险最大概率为 4.3×10^{-4} (次/a)。

对于拟建工程溢油事故而言，环境敏感区主要环境敏感目标包括海洋保护区、产卵场等，由于拟建工程距离北侧南海北部幼鱼繁育场保护区约 196km，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将在最短时间 46 小时内抵达环境敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位予以足够重视并采取必要措施确保在环境安全的前提下进行海上石油开采活动。一旦发生溢油，应及时采取应急控制措施，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。

针对可能发生的风险番禺作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得原国家海洋主管部门的备案。拟建工程应编制施工期风险应急预案，并纳入原有的溢油应急计划，原有溢油应急计划更新后根据相关部门要求重新备案。目前原有的溢油应急设备可以满足溢油应急的需要。一旦发生溢油事故，应严格按照《中海石油（中国）有限公司番禺作业公司溢油应急计划》开展各种准备和响应工作。

7 环境保护对策措施

7.1 施工期环境保护对策措施

(1) 钻井液处置措施

拟建工程钻完井产生的油基钻井液和含油量>8%的水基钻井液均收集后运回陆地由专业公司接收处理，含油量≤8%的水基钻井液经检验合格后排放。结合以往工程经验，水基钻井液的含油量一般≤8%，经检验合格后可以全部排放。

(2) 钻屑处置措施

拟建工程钻完井产生的含油量>8%的钻屑在平台上采用岩屑箱回收，再用拖轮运回码头，由有资质的单位接收处理；含油量≤8%的经检验合格后排放，若检验不合格将随含油量>8%的含油钻屑一起运回陆地交有资质单位处理，结合以往工程经验，钻屑的含油量一般≤8%，经监测达标后可以全部排放。

拟建工程 18 口调整井钻屑及钻井液排海严格按照国家标准《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中三级标准进行排放，并且钻前会对钻井液进行化验，严格执行国家标准《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009) 中二级标准排放。

(3) 生产垃圾处置措施

拟建工程产生生产垃圾全部运回陆地进行处理。

(4) 生活污水和生活垃圾处理措施

拟建工程生产定员和施工人员总人数产生的生活污水保证不超过平台上生活污水处理装置最大处理能力，生活污水依托平台上生活污水处理装置处理达标后排海，生活垃圾中的食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地处理。

(5) 船舶机舱含油污水处理措施

拟建工程产生的船舶机舱含油污水运回陆地委托有处理资质的单位进行处理。

(6) 船舶废气

本工程废气主要来自于施工船只及机械排放的柴油机尾气，主要污染物为 NO₂、SO₂、CO、非甲烷总烃等，此类废气因施工船舶只在白天进行施工作业为间歇排放，随着项目施工结束而结束。本项目由多艘船舶在不同阶段分别进行施工，对于广阔的海域影响较小。

根据《2020 年全球船用燃油限硫令实施方案》(中华人民共和国海事局公告 2019 年第 20 号)(2019 年 10 月 25 日) 本次工程施工船舶需遵守以下规定：

自 2020 年 1 月 1 日起，国际航行船舶进入中华人民共和国管辖水域应当使用硫含量不超过 0.50% m/m 的燃油。

自 2020 年 1 月 1 日起，国际航行船舶进入我国内河船舶大气污染物排放控制区的，应当使用硫含量不超过 0.10% m/m 的燃油；自 2022 年 1 月 1 日起，国际航行船舶进入我国船舶大气污染物排放控制区海南水域的，应当使用硫含量不超过 0.10% m/m 的燃油。

自 2020 年 3 月 1 日起，国际航行船舶进入中华人民共和国管辖水域，不得装载硫含量超过 0.50% m/m 的自用燃油。

(7) 洗井废水污染防治措施

拟建工程 18 口调整井利用老井侧钻井，18 口井在侧钻时需对原井进行清洗，会产生洗井废水，洗井废水均返回工艺流程，处理达标后排放。

(8) 油层段钻屑和钻井液监控措施

在钻井作业过程中，根据地质油藏部门预测油层段，提前做好油层段钻屑和钻井液的回收准备工作，并且通过地质岩屑录井和气测录井显示监测含油情况，发现有含油显示立即开始回收作业，回收全部油层段钻屑和钻井液。

施工期污染防治措施汇总表见表 7.2-1。

7.2 运营期环境保护对策措施

拟建工程生产运营期产生的主要污染物为含油生产水、甲板冲洗水、船舶机舱含油污水、放空天然气、生产垃圾以及生活污水、生活垃圾等。由于拟建工程运营期间主要生产设施、生产定员均不增加，因此维持现状而不增加的污染物为：生活污水、生活垃圾、甲板冲洗水、船舶机舱含油污水以及放空天然气；增加的污染物为油田生产作业过程中产生的含油生产水、生产垃圾。

(1) 含油生产水处理措施

拟建工程投产后，各平台新增含油生产水在各平台经生产水处理系统处理后符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的三级标准石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ 的标准要求排放，输往 FPSO 的含油生产水经 FPSO 的生产水处理系统处理符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的三级标准石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ 的标准要求后排放。

(2) 生产垃圾处置措施

拟建工程投产后因修井作业等产生的生产垃圾全部运回陆地进行处理。

(3) 非正常工况污染物排放情况及防治对策措施

番禺 4-2/5-1 油田开发开采以来，至今未发生非正常工况排海情况，一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，必要时采取停产措施。

运营期污染防治措施汇总表见表 7.2-1。

表 7.2-1 施工期和运营期污染防治措施汇总表

阶段	污染物名称	处理方式
施工期	油层段钻屑	油基钻井液和含油量>8%的水基钻井液均收集后运回陆地由专业公司接收处理，含油量≤8%的水基钻井液经检验合格后排放； 含油量>8%的钻屑均收集后运回陆地由专业公司接收处理，含油量≤8%的钻屑经检验合格后排放。
	油层段钻井液	
	非油层段钻屑	经检验合格后，原井位间歇直接排海
	非油层段钻井液	经检验合格后排放
	船舶机舱含油污水	运回陆地（从惠州物流基地上岸处理）委托有处理资质的单位进行处理
	洗井废水	返回工艺流程处理合格后排海。
	生活污水	生产定员和施工人员总人数产生的生活污水保证不超过平台上生活污水处理装置最大处理能力，生活污水依托平台上生活污水处理装置处理达标后排海
	生活垃圾	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地交有资质单位处理
	生产垃圾	运回陆地交有资质单位处理
运营期	含油生产水	各平台生产水处理系统处理后连续排放
	甲板设备冲洗水	
	船舶机舱污水	运回陆地（从惠州物流基地上岸处理）委托有处理资质的单位进行处理
	生活污水	各平台生活污水处理设施处理后连续排放
	放空天然气	通过放空管冷放空
	生活垃圾	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地交有资质单位处理
	生产垃圾	运回陆地交有资质单位处理

7.3 生态保护对策措施

7.3.1 生态影响减缓措施

番禺 4-2/5-1 油田周围海域是多齿蛇鲭、深水金线鱼、绯鲤类、短尾大眼鲷等重要经济鱼类产卵场。因此，建议钻井液和钻屑的排放尽量避开鱼类产卵期盛期（4 月~6 月）；油田群开发工程必须严格控制污染物的总排放量、污染物的排放浓度和排放区域范围，尤其在鱼类产卵期和仔稚鱼发育期等敏感阶段更应充分注意以避免大规模和高浓度排污对鱼卵、仔稚鱼造成严重杀伤。

7.3.2 水基钻井液、钻屑处理达标排放保障措施

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)规定里有相关描述,即三级海域排放钻屑和钻井液含油量 $\leq 8\%$ 的相关规定等。不合格的钻屑和钻井液运回陆地交由有生产经营处理资质的环保企业进行处理等后达标排放。

(1) 平台在泥浆池中配制水基钻井液,配制前检查各个管线阀门,确保管线阀门不漏,配制完成的水基钻井液需取样进行生物毒性检测、含油量检测,检测满足排放标准方可在钻井作业中进行排放。钻井作业中水基钻井液循环使用,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,钻井作业完成后的一次性排放的钻井液的量为平台泥浆池的容积(70m^3),排放时间约为2h,排放速率为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。最后一次性排放量排放钻井液前现场需进行含油量检测,检测满足排放标准方可进行排放;如检测结果不满足排放标准,水基钻井液应进行回收处理。

对于油基钻井液,钻井作业中油基钻井液循环使用,钻屑携带的油基钻井液经钻屑甩干机处理回收,钻井作业结束全部油基钻井液回收送回陆地储存。

(2) 钻井作业中钻屑随钻排放,排放速率控制在 $24.9\text{m}^3/\text{d}$ 以内。本项目钻井作业中产生的钻屑包括:使用油基钻井液钻井产生的钻屑和使用水基钻井液钻井产生的钻屑。油基钻井液产生的含油钻屑经振动筛处理后,经螺旋输送机传送至钻屑甩干机处理,处理后的钻屑现场检测含油量,含油量 $\leq 8\%$ 的钻屑方可进行排放;如检测结果不满足排放标准,则进入电磁热处理装置无害化处理,处理后再次监测含油量,达标则排海,不达标的含油钻屑进行回收,送回陆地由有资质的单位接收处理。使用水基钻井液产生的钻屑,现场检测含油量,检测满足排放标准方可进行排放;如检测结果不满足排放标准,钻屑进行回收送回陆地由有资质的单位接收处理。结合以往工程经验,使用水基钻井液产生钻屑的含油量一般较低,可以满足 $\leq 8\%$ 的要求,检验合格后可以全部原井位直接排海。

7.3.3 预防和减缓生态影响的风险防范和应急措施

如果发生事故性溢油,其危害性将是最严重的,将会对本海域重要经济鱼类产卵场、鱼类资源密集区和海洋捕捞作业产生影响。因此,建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生,应及时向水产主管部门通报情况,并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

7.4 清洁生产与总量控制

7.4.1 清洁生产

7.4.1.1 先进的工艺与设备

钻完井作业过程中，除 3 口大位移井使用油基钻井液外，其它 15 口调整井不使用毒性较大的混油钻井液，尽量选择了无毒的环保型天然聚合物水基钻井液，减少了环境损害。

海上平台采用油、气、水混输流程，实现油气全密闭输送。

拟建工程生产过程中的生产物流处理将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为国内外先进和成熟的技术和设备。

在井口装置、生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患。

7.4.1.2 资源能源利用指标

增压后的部分含水原油先经燃料油加热器加热到 98℃后再进入燃料油稳定缓冲罐，从稳定缓冲罐出来的燃料油进入燃料油电脱水器进一步脱水，电脱水器出来的含水 $\leq 0.5\%$ 的原油直接供原油发电机系统使用。

7.4.1.3 污染物产生及污染防治措施

施工期产生的污染物主要是钻完井过程中产生的油层段钻井液和钻屑、非油层段钻井液和钻屑、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水等，其处理方式主要是船舶机舱含油污水、生产垃圾、食品废弃物以外的生活垃圾等均运往陆上，由专业公司接收并处理；生活污水由生活污水处理装置处理达标后排放；钻完井主要使用无毒或低毒的水基钻井液。在钻完井过程中，钻井液循环使用，通过延长钻井液使用寿命减少了钻井液的使用量和排放量。当钻至油气层时，少量地下原油可能进入钻屑和钻井液体系中。对于油基钻井液、含油量 $>8\%$ 的水基钻井液和钻屑，集中收集运回陆地进行处理，从而减少了污染物的排海量。

运营期增加的主要污染物是含油生产水和少量的生产垃圾，其中含油生产水由生产水处理系统处理后排放，生产垃圾运往陆上进行处理。一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，必要时采取停产措施。

7.4.1.4 废物回收利用

在油田开发钻完井过程中，钻井液循环使用，减少了钻井液的使用量。

根据对拟建工程的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生及污染防治措施、废物回收利用等四个方面的论述，拟建工程在建设阶段（除 3 口大位移井使用油基钻井液外）选用无毒的生产原料，通过物料的循环利用减少污染物排放。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；平台设有漏油收集设施，防止原油跑冒滴漏；全过程实施严格的环境保护及管理制度。在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理。污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

综合评价拟建工程清洁生产水平优于或达到国内清洁生产先进水平，因此从清洁生产角度分析，拟建工程可行。

7.4.2 总量控制

7.4.2.1 已批复总量控制指标和排污混合区范围

根据《关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2011]108号）：番禺 5-1 油田排污混合区范围为：以 PY5-1DPPB 和 PY5-1WHP 为焦点，长轴 7km，短轴 6km 的椭圆形以内海域，面积为 32.97km²。原有工程含油生产水排放量为 5256.08×10⁴m³/a。

根据《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]273号）：工程投产后，番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量不得超过 7100 万 m³，石油类年排放量不得超过 1420t。PY4-2DPPA 平台和 PY4-2WHP 平台排污混合区为两平台连线的中心点为圆心，半径 3.5 公里的圆形区域，面积为 38.465km²；FPSO 排污混合区范围为以 FPSO 为圆心，半径 0.7 公里的圆形区域，面积为 1.5386km²；番禺 5-1 油田的排污混合区维持原有范围不变。

7.4.2.2 拟建工程总量控制指标和排污混合区范围建议

本次调整井工程投产后，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台和 FPSO 生产水排放总量最大值为 [] 万 m³/a，未超过《番禺 10-2/5/8 油田调整工程环境影响报告书》的生产水排放总量控制指标，生产水经含油生产水处理系统处理后排海，排放浓度均按 20mg/L 计，石油类排放总量为 [] t/a，小于已批准的总量指标 [] /a，因此，总量控制指标不需调整（见表 7.4-1）。

表 7.4-1 总量控制情况

设施	批复量	拟建工程投产后最大排放量	是否超过原批复总量
全油田生产水产生量			未超过
石油类排放总量			未超过

根据预测分析, 拟建工程 PY5-1WHP/DPPB 平台含油生产水量, 小于类比工程含油生产水量, 因此, 生产水排放造成的影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》的水平。PY4-2WHP/DPPA、FPSO 含油生产水最大量小于类比工程含油生产水量, 因此, 生产水排放造成的影响面积和距排放点最大距离将不超过《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》的水平。综上所述, PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台的排污混合区范围不需要调整, PY4-2WHP/DPPA 平台排污混合区为两平台连线的中心点为圆心, 半径 3.5km 的圆形区域; FPSO 排污混合区为以 FPSO 为圆心, 半径 0.7km 的圆形区域; PY5-1WHP/DPPB 平台排污混合区为以两平台为焦点, 长轴为 7km, 短轴为 6km 的椭圆以内区域。

7.5 事故防范措施和应急方法与对策分析

溢油防范工作作为工程施工期的工作重点, 将溢油的防范内容纳入施工期各个环节。将溢油风险最大限度的减少, 并对可能出现的溢油状况制定详尽的应急措施。

7.5.1 钻完井期间的事故防范措施

针对番禺 4-2/5-1 油田调整井钻完井工程风险分析与识别结果, 对每一项风险因素给出推荐措施如下。

因地层资料不足而可能发生事故的推荐措施见表 7.5-1。

表 7.5-1 地层资料不足可能发生事故的推荐防范措施

事故	推荐措施
溢流	及时发现溢流现象, 尽快关井, 实施压井作业
井漏	观察井内变化, 严格按照需要往井内补充钻井液
井涌	掌握准确的地层资料根据地层情况配比合适的钻井液

在钻、完井阶段由于设备故障可能导致意外事故从而可能引发溢油事故的推荐防范措施见表 7.5-2。

表 7.5-2 设备故障可能导致意外事故的推荐防范措施

事故	推荐措施
采油树损坏	按时检查和维修及时更换损坏件, 合理设计、安装
套管油管柱损坏	检查管件, 保证质量防止井内落物
井控管汇损坏	按时检查保养
灰罐下灰口堵塞	选择重晶石粉时注意质量, 装运时注意勿将杂物带入罐中

7.5.1.1 调整井与已建生产井之间的溢油风险防控措施

调整井与原有生产井之间存在作业过程中原有生产井地层流体泄漏到正在作业的调整井的溢油风险，应有效封隔油气层和其他渗透性地层，使不同压力层系之间的地层流体不能相互窜通，为避免有泄漏的通道，必须按照海洋弃井作业规范进行弃井作业，做到必要的防控措施。具体防控措施如下：

1) 管柱回收

压井并起出井下生产管柱。

2) 裸眼段层间封隔

用水泥塞封堵裸眼井段或封隔裸眼筛管井段的油、气、水渗透层之间流动通道，单个水泥塞长度不应少于 50m 的。用水泥塞封堵油、气、水层时，应自所封堵油、气、水层底部 30m 以下向上覆盖至所封堵层顶以上不少于 30m。

3) 射孔段层间封隔

分段自每组油气层底部以下不少于 30m 向上注水泥塞，水泥塞顶面应高出每组油气层顶部不少于 30m。用分层管柱开采或注入但层间距短时，可关闭分层管柱上部滑套，一次性向下挤注水泥封堵相邻产层，水泥塞顶面应高出所封堵层段顶部不少于 30m。

4) 顶部油气层封堵

顶部油、气、水层的水泥塞顶面应高于所封堵层顶部不少于 100m，候凝、探水泥塞顶面并试压合格。特殊井应在顶部油气层、裸眼上层套管鞋或筛管顶部封隔器以上 30m 内坐封一只挤水泥封隔器，试压合格，采用试挤注、间歇挤水泥的方法向油气层挤水泥，设计最小挤入量不应少于 30m 的井筒容积，最高挤入压力为该井段原始地层破裂压力。挤水泥结束后，在挤水泥封隔器上注长度不小于 50m 的水泥塞。

7.5.1.2 井眼防碰预防措施：

1) 适时进行陀螺复测，提高轨迹测斜精度，降低防碰风险。

2) 浅层使用牙轮钻头钻进，减少钻穿邻井套管风险。

3) 钻进过程中密切监控轨迹变化，及时进行防碰扫描，根据扫描结果调整轨迹。

4) 注意磁干扰现象变化，适时变换测量方式，必要时可下入陀螺复测。

5) 防碰井段采用较低的钻井参数钻进，取消自动送钻等影响观察的辅助设备。

6) 钻进过程中密切关注钻井参数、钻具振动情况及测量工具磁场强度值的变化，并派专人监测返出物有无水泥、金属屑，一旦发现异常，应迅速将钻头提离井底，循环观察返出岩屑，

通过分析返出物状况及地层变化情况进一步明确是否与邻井发生碰撞。

7) 在防碰井段钻进时，关闭防碰情况较严重的邻近生产井。

7.5.1.3 井眼防碰应急措施：

1) 立即停止钻进，将钻具提离井底 5m 以上，小排量低转速循环，上下活动观察。

2) 进一步分析磁场强度是否正常、重新测量井眼轨迹数据，如磁场强度异常，使用陀螺仪测井眼轨迹，确认是否与邻井套管相撞。

3) 复核轨迹数据，确认对其它井作业影响不大的情况下，可继续监测再钻进 1~3 个单根，确定井眼进入安全区域后，可继续定向钻进。

4) 如果判断碰上邻井套管，则立即起钻，注水泥塞封固井底以上 30~50m。重新定向绕障钻进。

7.5.1.4 钻井作业中防漏堵漏技术措施

(1) 钻井液方面：

a) 预备好充足的堵漏材料，对钻台、泥浆池、计量罐等关键位置的传感器进行校验，确保传感器监测准确可靠。

b) 钻进中钻井液密度尽量走设计低线，并维持钻井液性能稳定。

c) 保证钻井液良好的携带性能，可通过替入稠浆清扫的方式，保证井眼清洁。

d) 维持适当高的钻井液粘度，避免对井壁的过度冲刷。

e) 控制钻井液良好的造壁和封堵性能，以封堵砂岩段及断层破碎带。

f) 发现轻微漏失，采用少量多次的方式向循环井浆中加入 PF-SEAL 堵漏材料进行随钻堵漏；。

g) 维持较高的循环池液面，储备池中尽可能储备多的备用泥浆，确保发生井漏时能维持一定时间的泥浆循环。

(2) 工程方面：

a) 钻前进行技术交底，对易发生井漏的井段进行提示，制定发生井漏后的应急措施；

b) 尽可能的简化钻具组合，操作平缓，避免产生压力激动；

c) 钻进过程中适当增加循环时间，使岩屑充分携带，保证井眼清洁；

d) 钻进至预测漏失层位前 50m，建议进行一次短起下钻，保证上部井段通畅；

e) 钻进期间，适当控制机械转速，降低泵排量，并密切关注循环池液面及返出情况，发

现漏失则立即停止钻进；

f) 起下钻划眼时要控制速度，防止环空憋压，下钻时，如果裸眼段较长或泥浆静止时间较长，中途应分段循环泥浆，开泵时先小排量 10-15SPM 打通循环，然后再逐渐将泵冲开至正常。

7.5.1.5 固井作业风险防范措施：

1) 提高套管居中度。下部油层段采用 2 根套管加放 1 个刚性扶正器。居中度好，提高全井段的顶替效率，保证油层井段的固井质量。

2) 改变封固方式。套管固井作业由单级双封变为单级全封，尾浆封固下部油层段，领浆填充上部井段。

3) 优化浆柱结构。固井作业水泥浆使用低密高强体系封固。水泥浆体系性能良好，其水泥石孔隙率小，抗压强度高，韧性好，塑性强，防气窜性能良好，为后期生产作业增加了保障。

4) 合理选择隔离液。固井作业采用特殊（抗高温）隔离液，此隔离液与水泥浆相容后，不但相容性良好，而且水泥石的抗污染能力强、胶结强度发展快，强度高，确保了油层井段的封固质量。

5) 完善配套固井方案。在固井过程中保证钻井液性能，在各项参数正常下进行固井。

7.5.2 井喷和火灾事故的防范措施

为防止钻完井过程中井喷和火灾事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

1) 严格实施钻完井作业规程；

2) 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；

3) 安装井口防喷器；

各平台防喷器组压力级别如下：

表 7.5-3 防喷器组压力级别统计

存放平台	名称	尺寸	压力等级	备注
		(in)	(psi)	
PY4-2WHP PY5-1WHP	环形防喷器	██████	████	
	剪切闸板防喷器	██████	████	
	变径闸板防喷器	██████	████	██████████
	闸板防喷器	██████	████	██
	升高管	██████	████	
	油管四通	████	████	
	套管四通	██████	████	

PY4-2DPPA PY5-1DPPB	环形防喷器	■	■	
	变径闸板防喷器	■	■	■
	闸板防喷器（全封）	■	■	
	剪切闸板防喷器	■	■	
	闸板防喷器（半封）	■	■	■
	升高管	■	■	
	油管四通	■	■	■
	套管四通	■	■	■
■		■	■	

- 4) 设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- 5) 在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；
- 6) 选择优质封隔器并及时更换损坏组件；
- 7) 开钻之前制定周密的钻完井计划；
- 8) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；
- 9) 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 10) 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；
- 11) 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；
- 12) 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。

7.5.3 船舶碰撞风险防范措施

为减少事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施。

(1) 在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向部门监督和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

(2) 为防止钻完井作业、施工过程可能出现的溢油风险事故，公司应设立事故应急机构，平时协助监督部门进行安全生产监督、检查，及时发现并排除事故。

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

(4) 合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。施工单位根据作业需要，须划定与施工作业相关的安全作业区时，应报经海事机构核准、公告；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工作业海域，并提前、定时

发布航行公告。

(5) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。

(6) 施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。

(7) 施工作业船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要的措施，同时向海事部门及主管部门报告。

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

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

(10) 避开在雾季、台风季节施工。

7.5.4 生产设施的事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段将充分考虑油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备；精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置相应的应急关断系统。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。

为防止在供应船卸载燃料油在接收燃料油作业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。

7.5.5 地质性溢油风险防范措施

(1) 根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并尽可能避开延伸到海底或接近海底的地质断层；

- (2) 事先识别压力异常地层，合理设计套管程序；
- (3) 油管强度设计采用较高的安全系数；
- (4) 在开钻之前制定周密的钻完井计划，制定有针对性的井控预案，严格实施钻完井作业规程；
- (5) 加强钻时观测，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。
- (6) 钻井轨迹通过（穿越）断层附近的井，密切观察钻井液漏失及溢流情况，合理调节密度、防止压漏地层和地层漏失。

7.5.6 溢油应急措施

拟建工程在施工期间采取各种预防措施，在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。

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》，建设单位已经编制了《中海石油（中国）有限公司番禺作业公司溢油应急计划》，并进行了备案。针对拟建工程应该严格按照油田已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作。

7.5.6.1 溢油事故等级的划分

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

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

7.5.6.2 溢油应急预案

(1) 基本内容

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017）和《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983），在本调整井工程投产之前，应具备防治油污染事故的应急能力。应依托番禺 4-2/5-1/10-2/5/8 油田，配备与平台勘探开发规模相适应的油回收设施和围油、消油器材。配备化学消油剂，应将其牌号、成分报告主管部门核准。

溢油应急预案的基本内容应包括作业情况、海域环境、资源状况、溢油风险分析、应急组

织机构图、事故报告程序、应急预案启动程序、应急事故分级响应程序、应急队伍组织、培训和演练等。若发生溢油事故，将按照溢油应急预案规定的程序进行处理。

(2) 应急反应原则

所有参加拟建工程的施工船舶均需按健康安全环保管理体系的要求向中海油深圳分公司提供其安全应急计划和溢油应急计划。海上一旦发生事故，现场作业人员将立即向事故位置最近油田的油田总监汇报，并在油田应急小组的统一指挥下采取有效措施控制事故源，同时按既定程序上报分公司应急小组，根据事故类型和级别首先采取相应的溢油控制回收措施，不能回收时则喷洒溢油消散剂处理。如果发生大量原油泄漏事故，还需派出船舶至泄漏点附近，对过往船舶或在附近作业的渔船进行监视，防止其误入危险区。

番禺 4-2/5-1/10-2/5/8 油田已配备有可处理小型溢油事故的溢油应急设备，当发生小型溢油事故时，可立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救。若发生大中型溢油事故，需借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。

(3) 应急组织和应急处理流程图

拟建工程溢油应急组织架构图见图 7.5-1，溢油应急响应流程见图 7.5-2。

番禺作业公司主要采取以下预警措施：

a 依据国际、国家或行业相应的法律法规要求，在相关作业现场安装相应的监视及警示装置，例如重要区域内安装摄像头等，及时发现异常情况，提出监测预警报告。

b 油田作业区实施作业海域定期防溢油的巡检检查制度，海上设施值班人员应检查监视设施漏油及海面溢油情况。

c 一旦发现溢油，无论任何人，包括守护船、直升机上的人员，应立即通知设施中央控制室，并提供如下信息：事故发生及发现的时间、原因和过程描述；溢出物的类别及其在水面上的情况；当时的海况；如果可以看得见，估计溢油/污染物的面积及其在水面上的颜色。



图 7.5-1 番禺作业公司溢油应急组织架构图

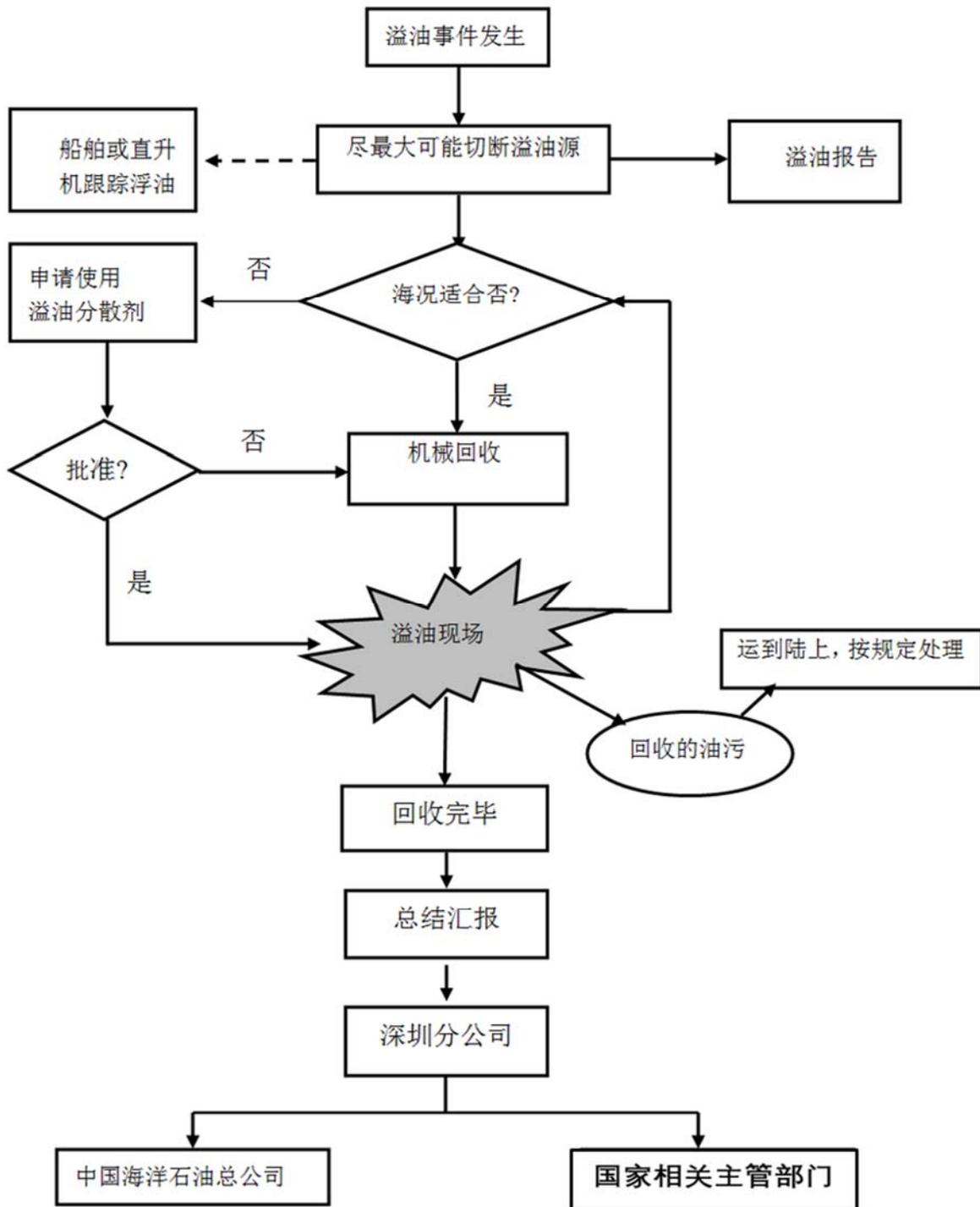


图 7.5-2 溢油应急响应程序

7.5.6.3 溢油应急响应

(1) 一般溢油事故应急程序

如果现场溢油小于 1 吨，番禺油田将启动现场级溢油应急响应，若溢油量超过 1 吨小于 10 吨，深圳分公司将会启动分公司级溢油应急响应程序，依托周围作业区及惠州、珠海、深圳基地溢油应急资源。

(2) 较大溢油事故应急程序

较大溢油事故应急反应一般处理在 100t 至 500t 之间的溢油。

当发生溢油量 $\geq 100t$ 的较大溢油事故时，现场人员应尽早（1h 之内）把溢油事故通报给应急工作组。除了调用前一级溢油应急资源外，深圳分公司质量健康安全环保部联系船舶并动员分公司的陆地溢油应急设备；联系其它卫星点的资源；联系中海石油环保服务（天津）有限公司深圳分公司在“溢油漂移跟踪预测软件”预测的到达近海地点或岸线做好准备。当地中海油环保公司和民营环保公司均可列为处理溢油到达近海或岸线的主要应急力量。

(3) 重大和特别重大溢油事故程序

重大和特别重大溢油事故反应一般大于 500t。

发生特别重大、重大溢油事故后，环境保护主管部门分别启动 I 级、II 级应急响应，组织成立现场指挥部，由环境保护主管部门统一指挥。同时，环境保护主管部门报告国家重大海上溢油应急处置部际联席会议，提请启动国家重大海上溢油应急处置预案。

7.5.6.4 溢油应急设备

(1) 番禺油田溢油应急设备

目前番禺 4-2/5-1/10-2/5/8 油田针对小型溢油事故配备海上应急设备和物资包括：FPSO 存放有 6 大桶（约 1000L）消油剂；油田现场守护船配备有消油剂喷洒臂，每船备有富肯 2 号消油剂 416L，收油能力不小于 40m³/h，番禺油田溢油应急设备见下表，如果现场溢油小于 1 吨，番禺油田将启动现场级溢油应急响应，若溢油量超过 1 吨小于 10 吨，深圳分公司将会启动分公司级溢油应急响应程序。

表 7.5-4 番禺作业公司配备的溢油应急设备

序号	溢油应急物资		存放地点
1	一次性工衣		海洋石油 111
2	吸油毡		海洋石油 111
3	围油臂		海洋石油 111
4	锯末		海洋石油 111
5	气动泵		海洋石油 111
6	清洗剂（55gal）		海洋石油 111
7	消油剂		海洋石油 111
8	喷射器		海洋石油 111
9	橡胶推子		海洋石油 111
10	扫把		海洋石油 111
11	刷子		海洋石油 111
12	铜铲		海洋石油 111
13	空桶		海洋石油 111

14	塑料袋			海洋石油 111
15	提桶			海洋石油 111
16	大漏斗			海洋石油 111
17	橡胶手套			海洋石油 111
18	油拖网			海洋石油 111
19	敞口收油桶			番禺 4-2WHP 平台
20	吸油棉(毡)			番禺 4-2WHP 平台
21	塑料铲			番禺 4-2WHP 平台
22	橡胶手套			番禺 4-2WHP 平台
23	遮油布			番禺 4-2WHP 平台
24	吸油围栏			番禺 4-2WHP 平台
25	塑料小桶			番禺 4-2WHP 平台
26	吸油泵			番禺 4-2WHP 平台
27	吸油泵吸口管线			番禺 4-2WHP 平台
28	吸油泵出口管			番禺 4-2WHP 平台
29	吸油泵压缩空气管			番禺 4-2WHP 平台
30	面罩			番禺 4-2WHP 平台
31	防化服			番禺 4-2WHP 平台
32	吸油泵			番禺 4-2DPPA 平台
33	泵进口管线			番禺 4-2DPPA 平台
34	泵出口管线			番禺 4-2DPPA 平台
35	泵空气管气			番禺 4-2DPPA 平台
36	面罩			番禺 4-2DPPA 平台
37	一次性工衣			番禺 4-2DPPA 平台
38	敞口油桶			番禺 4-2DPPA 平台
39	塑料铲			番禺 4-2DPPA 平台
40	橡胶手套			番禺 4-2DPPA 平台
41	塑料小桶			番禺 4-2DPPA 平台
42	吸油毡			番禺 4-2DPPA 平台
43	防化服			番禺 4-2DPPA 平台
44	遮油布			番禺 4-2DPPA 平台
45	吸油围栏			番禺 4-2DPPA 平台
46	吸油棉			番禺 5-1WHP 平台
47	塑料铲			番禺 5-1WHP 平台
48	橡胶手套			番禺 5-1WHP 平台
49	遮油布			番禺 5-1WHP 平台
50	围栏			番禺 5-1WHP 平台
51	塑料小桶			番禺 5-1WHP 平台
52	吸油泵			番禺 5-1WHP 平台
53	吸油泵吸口管线			番禺 5-1WHP 平台
54	面罩			番禺 5-1WHP 平台
55	防化服			番禺 5-1WHP 平台
56	敞口收油桶			番禺 5-1DPPB 平台
57	吸油棉			番禺 5-1DPPB 平台
58	塑料铲			番禺 5-1DPPB 平台
59	橡胶手套			番禺 5-1DPPB 平台
60	遮油布			番禺 5-1DPPB 平台
61	围栏			番禺 5-1DPPB 平台

62	塑料小桶			番禺 5-1DPPB 平台
63	吸油泵			番禺 5-1DPPB 平台
64	吸油泵吸口管线			番禺 5-1DPPB 平台
65	吸油泵出口管			番禺 5-1DPPB 平台
66	吸油泵压缩空气管			番禺 5-1DPPB 平台
67	面罩			番禺 5-1DPPB 平台
68	防化服			番禺 5-1DPPB 平台
69	连体防化服			番禺 10-2WHPA 平台
70	吸油毛毡			番禺 10-2WHPA 平台
71	扫帚			番禺 10-2WHPA 平台
72	塑料铲			番禺 10-2WHPA 平台
73	橡胶手套			番禺 10-2WHPA 平台
74	塑料小桶			番禺 10-2WHPA 平台
75	围栏			番禺 10-2WHPA 平台
76	面罩			番禺 10-2WHPA 平台
77	吸油泵			番禺 10-2WHPA 平台
78	吸油泵吸口管线			番禺 10-2WHPA 平台
79	吸油泵出口管			番禺 10-2WHPA 平台
80	吸油泵压缩空气管			番禺 10-2WHPA 平台

(2) 深圳分公司基地配备的应急资源

若溢油量超过 1 吨小于 10 吨，将借助深圳分公司溢油应急资源启动溢油应急响应程序。深圳分公司租用的两艘海洋石油三用工作船上搭载了处理能力为 200m³/h 的收油机，三用船的污油舱约为 500m³，溢油应急情况下通过深圳分公司调用两艘三用船可提供 400m³/h 的处理能力，污油舱总容积为 1000m³，因此，污油舱的应急能力最大约为 1000m³。

(3) 中海石油环保服务有限公司溢油应急资源

中海环保是中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司的主要溢油处置力量，也是番禺作业公司的溢油应急服务承包商。双方签订有溢油应急服务合同，合同中约定一旦海上发生溢油事故，中海环保接受番禺作业公司的指挥参加溢油应急服务。

一旦发生海上溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，对溢油源进行监控，利用海上的应急设施进行处理，超出设施应急能力时，通过番禺油田应急指挥中心调配中海环保惠州基地溢油应急资源。中海环保惠州基地配备有 18 台收油机，处理能力约为 550m³/h，储油囊容积为 476 m³，因此储油囊的应急能力最大约为 476m³。

表 7.5-5 中海环保惠州基地溢油应急资源

序号	名称		备注
1	环保船（功率 1000KW）		海洋石油 251
2	撇油器（100 方/小时）		海洋石油 251
3	围油栏（充气式）		海洋石油 251
4	消油剂喷洒装置（15 方/小时）		海洋石油 251
5	污油水储存仓		海洋石油 251
6	垃圾回收箱		海洋石油 251

7	拖油网		海洋石油 251
8	槽式轮毂式收油机 100M3/h		100m ³ /h
9	移动式防爆应急灯 FW6101		FW6101
10	移动式防爆应急灯 FW6101		FW6101
11	空中喷洒装置		
12	聚氨酯储油囊 25m/套		25m ³ /套
13	聚氨酯储油囊 25m/套		25m ³ /套
14	聚氨酯储油囊 25m/套		25m ³ /套
15	聚氨酯储油囊 25m/套		25m ³ /套
16	消油剂喷洒装置 PSB40		PSB40
17	消油剂喷洒装置 PSB40		PSB41
18	冷水高压清洗机 HD6/15C		HD6/15C
19	冷水高压清洗机 HD6/15C		HD6/15C
20	动力站 5KW		5kw
21	动力站 5KW		5kw
22	卷栏机 2000 型		2000 型
23	卷栏机 2000 型		2000 型
24	卷栏机 2000 型		2000 型
25	卷栏机 2000 型		2000 型
26	充气机 300M/H		300m ³ /h
27	充气机 300M/H		300m ³ /h
28	卸载泵 100M/H		100m ³ /h
29	卸载泵 100M/H		30m ³ /h
30	真空收油机		/
31	冷热水高压清洗机 HDS1000de		HDS1000DE
32	冷热水高压清洗机 HDS1000de		HDS1000DE
33	收油机 30m ³ /h		30m ³ /h
34	对讲机		4 台

(4) 周边溢油应急资源

当发生溢油事故时，可依托流花作业区、陆丰作业区、西江作业区等溢油应急资源；其溢油应急资源见下表。

表 7.5-6 其他作业区可调用的溢油应急设备

序号	溢油应急物资		存放地点
1	消油剂 (1.02 吨/桶)		“南海胜利” FPSO
2	围油栏		“南海挑战” FPS
3	吸油毡 (100 片/包)		“南海挑战” FPS
4	围油栏 (6 英寸×10 英尺)		“南海挑战” FPS
5	吸附剂 C (25 磅/袋)		“南海挑战” FPS
6	泵*Wilden 双膜片泵 (气动操作) (1-1/2 英寸, 泵出口带快速接头)		“南海挑战” FPS
7	空气软管 (3/4 英寸×100 英尺, 带快速接头)		“南海挑战” FPS
8	经化学处理的吸入/排放软管 (1-1/2 英寸×25 英尺, 带快速接头)		“南海挑战” FPS
9	去油污剂 (55 加仑/桶)		“南海挑战” FPS

10	消油剂 (200 升/桶)			“南海挑战” FPS
11	喷射器 (1-1/2 英寸, 带吸入软管)			“南海挑战” FPS
12	橡皮刮板 (2 英尺橡皮边, 5 英尺木手柄)			“南海挑战” FPS
13	水瓢 (塑料, 5 英尺木手柄 (可拆掉))			“南海挑战” FPS
14	拖把 (22 盎司, 5 英尺木手柄)			“南海挑战” FPS
15	长柄阔扫帚 (硬猪鬃, 5 英尺木手柄)			“南海挑战” FPS
16	扫把			“南海挑战” FPS
17	铁锹			“南海挑战” FPS
18	空桶 (55 加仑, 顶盖可打开附带扣件)			“南海挑战” FPS
19	塑料袋 (最小 30 加仑容量)			“南海挑战” FPS
20	提桶 (塑料, 5 加仑容量)			“南海挑战” FPS
21	漏斗			“南海挑战” FPS
22	抹布 (50 磅, 包/箱)			“南海挑战” FPS
23	工具箱 (小型手工工具)			“南海挑战” FPS
24	手套橡胶			“南海挑战” FPS
25	洗手剂 (1 加仑装) (Go Jo) 同等类型			“南海挑战” FPS
1	背包式消油剂喷雾器(4.5 加仑聚乙烯罐) 型号: Petro Boom L 105 DSE-M-9315H			“南海盛开” (FSOU)
2	消油剂			守护船 “南海盛开” FSOU LF13-1 平台 LF13-2 DPP 平台
3	吸油毡			LF13-2 DPP 平台
4	捞油网			LF13-2 DPP 平台
5	铁锹			LF13-2 DPP 平台
1	充气式围油栏 (青岛光明/ WQJ2000)			海洋石油 115FPSO
2	侧挂式收油机 (劳模/ LCS-4C/收油能力: 80m³/h)			海洋石油 115FPSO
3	刷式撇油器 (劳模/ MINIMAX60/收油能力: 60m³/h)			海洋石油 115FPSO
4	喷洒装置 (青岛光明/ PSB100/喷洒速度: 100 升/分钟)			海洋石油 115FPSO
5	溢油分散剂			海洋石油 115FPSO
6	浮式储油囊 (青岛光明/ FN10/存储 10m³)			海洋石油 115FPSO
7	吸油毛毡			海洋石油 115FPSO
8	收油网 (青岛华海/ SW-WQJ2000)			海洋石油 115FPSO
9	高温高压清洗机 (青岛华海/ HDS1000DE)			海洋石油 115FPSO
1	供围油栏和撇油器使用的动力装置 (电动启动器和压缩机驱动的 18.5kw 柴油机)			外包公司
2	容量为 10 立方米的 FN10 漂浮式储油袋			
3	400 米长“海洋 2000”型可膨胀式围油栏, 宽 2 米			
4	200 米长“QW-1500”型围油栏, 宽 1.5 米			
5	撇油装置 (60 立方米/小时), 型号: Lamor Minimax 60			
6	吸油毛毡			库房
7	消油剂			库房 (NH211 船 4 桶, 其它供给船 20 桶) FPSO

8	液压集装箱绞车围油栏		深圳龙善环保科技有限公司
9	围油栏和撇油器动力装置（柴油机）		深圳龙善环保科技有限公司
10	撇油器软管卷盘		深圳龙善环保科技有限公司
11	液压式自动围油栏（带有液压箱式绞盘）		深圳龙善环保科技有限公司
■■■■■			
1	PSB40 喷洒装置（喷洒能力 2.4t/h），消油剂 1 吨		终端仓库
2	MINIMAX12 撇油器（收油能力 12m ³ /h）		终端仓库
3	ZSY5 收油机（收油能力 5m ³ /h）		终端仓库
4	QG5 轻便式储油囊（储油能力 5m ³ ）		终端仓库
5	FN10 浮式储油囊(储油能力 10m ³)/EB-415 充气机 (2.17KW/7500R/MIN)		终端仓库
6	P125-55 吸油毛毡		终端仓库
7	PP2 吸油毛毡		终端仓库
8	XPL-Y-220 吸油拖栏(吸油能力 22KG/M)		终端仓库
9	XTL-Y250 吸油拖栏		终端仓库
10	围油拖栏（Φ20cm，2 米/条）		终端仓库
11	吸油毯（86cm×48cm）		终端仓库
12	TM58 吸油垫（100 片/箱）		终端仓库
13	GWJ900 固体浮子式橡胶围油栏		终端仓库
14	GFW1000 型固体浮子式橡胶围油栏 23 节 [干舷 0.38m，吃水 0.56m]		终端仓库

7.5.6.5 海上溢油的处理措施

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油处理方法很多。针对海上的溢油应急情况可选择一些溢油控制方案，但必须考虑到所需设备、环境因素的影响，因此要注意优先权的选择。通常可选择的措施有围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

1、溢油回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不建议采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2 米；其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

2、围控和机械回收

油溢到水面后，自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

(1) 双船作业“J”型拖带清油（如图 7.5-3）

工作船处于“J”型排列围油栏的凹形底部，将一收油机或收油网放在围油栏凹形底部收油。另一拖船拖带导引围油栏，已增大扫油宽度。

工作船：负责围油栏的收放操作，要有足够的甲板空间放置围油栏；配有浮动油囊存储回收油；需有一吊车收放收油机。

拖船：拖带导引围油栏。

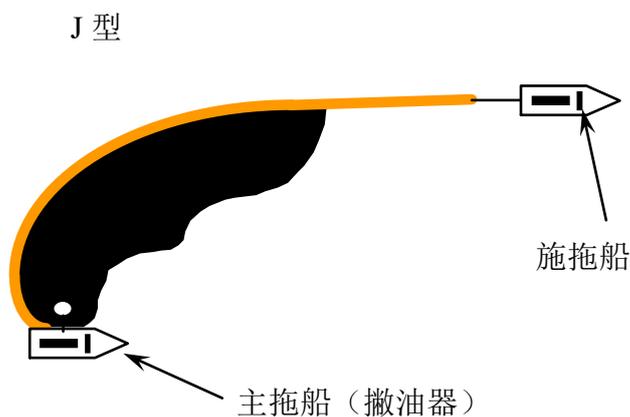


图 7.5-3 双船作业“J”型拖带

(2) 三船作业“U”型拖带清油 (如图 7.5-4)

两条拖船拖带围油栏成“U”形，一工作船将一收油机放在围油栏凹形底部收油。也可将一收油网放在围油栏凹形底部收油。

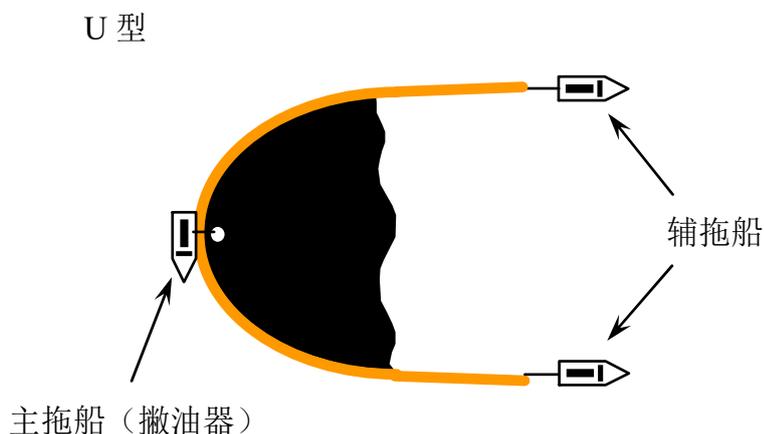


图 7.5-4 海上三船作业“U”型拖带

(3) 三船作业“V”型拖带清油

两条拖船拖带围油栏成“V”形，浮油回收船在“V”型底部收油。

海上溢油的处理效果，除溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质及其季节变化也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢

油时,应迅速分析判断溢油的性质组分等,然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当地调用合适的应急力量参与应急反应行动。

3、喷洒化学消油剂

随着海洋石油勘探开发的不断蓬勃发展,海上溢油事故也逐年递增,化学消油剂作为一种常用的治理溢油污染技术,应用越来越广泛,使用量日益增加。由于化学消油剂的有效成分是非离子型表面活性剂和溶剂,两者对海洋生物均有一定的毒性。因此,对于控制消油剂的使用要遵照海洋主管部门相应的法规,以尽可能地防止由于使用消油剂所造成的二次污染。

当海上发生溢油后,一小部分油可以通过波浪的混合作用而自然分散,这个过程是非常缓慢的。那么,使用化学消油剂可以极大地提高油的自然分散速度,促进了油类的降解,同时,油膜的乳化分散也降低了着火危险,但消油剂并没有改变石油本身的性质,因此它也必然存在负面的影响。

在海上我们可以利用现场守护船舶进行喷洒作业。作业时可通过固定在船舷两边的喷洒臂将消油剂以扇形的形状喷出,喷出的消油剂液滴呈水珠状(研究表明:这样可以保证在有风的情况下落点准确和减少挥发损失)。

消油剂可以破坏油膜,使水面溢油乳化成水包油的微小微粒,进入水体。如果在浅海和滩涂的溢油中滥用,会导致二次污染,对其使用必须严格限制。

(1) 法规要求

根据《中华人民共和国石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》第二十条规定,海面溢油首先使用机械回收,消油剂应严格控制使用,并遵守国家海洋局 2015 年 11 月 23 日发布的国家海洋局关于修改《关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知》等三份规范性文件的决定的公告。

当出现下列情况之一时,不得使用消油剂:

- ①油膜厚度大于 5mm;
- ②溢油为易挥发的轻质油品,而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散;
- ③溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物(含水 50%以上)以及溢出油的粘度超过 5000mPa·s;
- ④海域水温低于 15℃(可在低温环境下使用的消油剂除外);
- ⑤溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

此外每个溢油点(两溢油点间距小于 1000 米者为一个溢油点)的消油剂一次性使用量不得超过规定数量。

表 7.5-7 消油剂使用要求

海区	一次性使用量	备注
东海和南海	消除2吨溢油 (普通型消油剂0.7-0.9吨)	大于10米水深

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

国家海洋局 2017 年 10 月 10 日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”》，取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”，拟采取以下事中事后监管措施。

(2) 使用原则

除上述规定外，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

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

②溢油分散剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般溢油分散剂的喷洒在白天进行。

7.5.6.6 应急响应时间

番禺油田群虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。为此番禺油田配备了专门的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，首先可以依靠本油田的溢油应急设备进行对溢油进行控制，防止油类入海。若油类污染物入海，则调用深圳分公司的两艘三用工作船配备的溢油应急设备增援本油田进行回收作业。当发生溢油量 $\geq 100t$ 的较大溢油事故时，现场人员应尽早（1h 之内）把溢油事故通报给应急工作组，联系中海石油环保服务（天津）有限公司深圳分公司进行应急回收作业。

(1) 守护船位于现场值班。保证日常生产及应急响应作业的需要，该船可用于监视溢油动向，辅助溢油回收。

(2) 深圳分公司租用的两艘海洋石油三用工作船日常在西江油田作业区、惠州油田作业区、陆丰油田作业区、流花油田作业区作业。一旦发生油类入海事故，工作船急资源调动时间见表 7.5-8。

(3) 中海石油环保服务有限公司惠州基地应急人员携带应急物资、设备登船可在 12 小时内到达番禺油田。

表 7.5-8 深圳分公司应急资源调动时间表

序号	三用工作船工作区域	抵达时间 (h)	准备时间 (h)	应急资源调动时间 (h)
1	西江油田作业区	2	2	4
2	惠州油田作业区	3	2	5
3	陆丰油田作业区	5	2	7
4	流花油田作业区	7.5	2	9.5

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度为经济平均航速 9 节（约 16.7 公里/小时）。在实际中，陆地运输受交通路况影响；海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收作业。

7.5.6.7 溢油应急措施可行性分析

惠州油田群距岸较远，发生一般溢油事故的情况下，在年平均风速下，海面油膜都不太可能抵岸，有充分的时间在海上对溢油进行围堵或消油剂消除。即使在最不利的风向条件下，溢油达沿岸海域最快需要 63 小时，在这段时间内，油田有足够调动应急资源，保证日常生产及应急响应作业的需要。由于本工程位于蓝圆鲹等经济鱼类的产卵场、索饵场和洄游通道内，因此，当发生溢油事故时，原油将即刻抵达该敏感目标。除经济鱼类产卵场、索饵场和洄游通道外，距离工程最近的环境敏感目标为南海北部幼鱼繁育场保护区，在最不利风向下，发生溢油事故时，原油到达敏感区最快为 45h。

当发生 10t 以内溢油时，将依托番禺油田配备的溢油应急设备和深圳分公司船舶上的溢油应急设备，油田守护船舶每天 24 小时在平台附近昼夜值守，一旦发生溢油突发事件，番禺油田溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署，深圳分公司调用两艘三用船可提供 400m³/h 的处理能力，污油舱的应急能力最大约为 1000m³，最快可在 4h 内抵达番禺油田开展应急救援。当发生较大溢油事故时，除了调用油田自身和深圳分公司船舶应急资源外，还应通知中海石油环保服务（天津）有限公司惠州基地进行应急救援，中海石油环保服务（天津）有限公司惠州基地应急响应时间最快为 12h，储油囊的应急能力最大约为 476m³。因此，溢油应急设备是有效的。

表 7.5-9 应急措施可行性分析

调动的应急资源	溢油应急能力 (m ³)		最短响应时间 (h)	本工程溢油量	本工程溢油抵达敏感区最短时间 (h)	溢油应急设备是否有效
深圳分公司工作船配备的应急资源	1000	1477m ³	4	施工期船舶碰撞 (90m ³)	45	污油舱+储油囊+吸油毡，溢油应急设备是有效的
中海石油环保服务（天津）有限公司惠州基地	476		12			

综上所述，番禺 4-2/5-1/10-2/5/8 油田基本可以保证在合理的时间内对一般溢油事故做出

适当的反应。

7.5.6.8 针对周围敏感区域的溢油应急措施

针对周围敏感区域，溢油应急应充分考虑以下内容，作好充分准备，番禺 4-2/5-1 油田一旦发生溢油事故，立即启动应急程序，迅速实施溢油措施，尽可能保护敏感区域，降低损失。

(1) 充分的准备

采取预警措施，配备应急设施及人员，密切监视，发现溢油立即启动应急程序，并协助进行此后的溢油应急处理，确保能在接到预警后半小时内按预先的分工迅速展开溢油围控与回收。

(2) 溢油应急处理

溢油应急处理应同时采取以下多项措施协同进行才能有效的保护敏感区域。

a、敏感区域保护：争取时间，采取围控措施阻止溢油向敏感区域漂移，为溢油回收作业赢得时间。可用浮子式围油栏在溢油将要到达的敏感区周围进行围控。

b、溢油回收作业：保护敏感区域的同时，在海上布设重型围油栏围控并进行溢油回收作业。

c、岸线清理作业：保护敏感区域的同时，做好进行海岸线清理作业的准备。由于油田距离陆地较近，围控或导引措施不一定能完全阻止溢油抵达岸线，因此基地必须配备岸线清理设备，并在接到预警后半小时内做好岸线清理的准备工作。万一溢油抵达岸线立即开展清理工作，减小影响程度，降低损失。

(3) 注意事项

不宜进行消油剂喷洒作业。化学消油剂的有效成分是非离子型表面活性剂和溶剂，两者对海洋生物均有一定的毒性。

7.6 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，拟建工程在实施过程中应积极落实《实施方案》中的相关要求，具体如下：

7.6.1 与规划的符合性

通过前面相关章节对工程与“《全国海洋主体功能区规划》、《广东省海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划》（2011-2020年）、《广东省海洋功能区划》（2011-2020年）”等的符合性分析结果可知，拟建工程与工程所在海域的功能定位兼容，符合其海域使用管理要求，并与其规划的相关定位相符合。

根据《广东省海洋生态红线》，本油田开发工程所处海域不在广东省海洋生态红线内，且距离广东省海洋生态红线较远，调整井工程施工期和运营期均不会对广东省海洋生态红线产生不利影响。

7.6.2 污染物源头控制

拟建工程投产后，各平台新增含油生产水在各平台经生产水处理系统处理后排放，输往FPSO的含油生产水经FPSO的生产水处理系统处理后排放。生活污水经处理达标后排海，但排放量较小；所产食品废弃物以外的生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地交有资质单位处理，不排海；拟建工程钻井阶段主要采用水基钻井液，并循环使用，钻完井作业完成后钻井液经检验合格后可以全部排放；钻屑经检验合格后可以全部排放，钻屑及钻井液排海严格按照国家标准《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）进行排放，并且钻前会对钻井液进行化验，严格执行国家标准《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）。

7.6.3 溢油防范与应急

拟建工程建成后，建设单位应对依托的溢油应急计划进行修编，并于投产前报生态环境部主管部门备案。同时建议在修订的溢油应急计划中明确运营期需配备的溢油应急设备，可以保证一旦发生溢油在有效时间内做出响应，当发生不同程度的溢油事故时，通过自身设备与周围其他溢油设备的联动响应，确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程油藏地质特点制定、实施相应的地质性溢油事故防范措施，力争最大限度地杜绝溢油事故的发生，防范对海洋环境的污染。

7.6.4 海洋生态损害及修复

（1）生态损害

浮游植物：拟建工程钻屑、钻井液造成的浮游植物损失估算不超过 0.948×10^{12} 个。

浮游动物：拟建工程钻屑、钻井液造成的浮游动物损失估算不超过 1.562t。

底栖生物：拟建工程钻屑、钻井液造成的底栖生物损失估算不超过 1.12t。

渔业资源：拟建工程钻屑、钻井液排海造成鱼卵损失总量不超过 20809000 粒，造成仔稚鱼损失总量不超过 2289000 尾；造成鱼类损失总量不超过 0.364t，造成头足类损失总量不超过 0.0971t，造成甲壳类损失总量不超过 0.006t。

（2）生态修复

PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台周围鱼类产卵盛期为 4~6 月份，调整钻井时间尽量避开鱼类产卵盛期；番禺 4-2/5-1 油田于 2014 年在大亚湾深圳海域杨梅坑人工鱼礁区进行了番禺 4-2/5-1 油田调整工程渔业补偿修复方案的增殖放流活动；于 2016 年在珠江口中华白海豚国家级自然保护区附近海域进行了番禺 10-2/5/8 油田开发工程项目渔业资源增殖放流活动，对番禺 4-2/5-1 油田调整工程对渔业资源造成的损失进行补偿和修复。

拟建工程属于油田的调整井工程，建议拟建工程的生态补偿与整个油田或整个区域统筹考虑，将生态补偿金纳入该区域补偿的一部分，补偿形式可以采用增殖放流，建议建设单位与当地渔业主管部门协商，采取对主要渔业生物种类开展增殖放流等方式进行生态补偿。

（3）增殖放流的建议方案

增殖放流工作应按照“《水生生物增殖放流管理规定》（农业部第 20 号令），确定放流品种和增殖放流的组织、管理。在生物资源增殖放流过程中，建设单位应委托技术单位进行增殖方案制定、论证和资源研究，根据项目对海洋生态环境的实际损害情况，在当地渔业主管部门的监督和协助下，有具体目标、具体计划的对生态环境和资源数量进行修复，不得在没有科学报告的前提下，贸然实施操作。

增殖放流方案和计划建议如下：

①增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

② 增殖放流备选品种

根据《农业部关于做好“十三五”水生生物增殖放流工作的指导意见》附件中“南海增殖放流分水域适宜性评价表”，本项目所在区域适宜增殖放流的备选品种包括：花鲈、青石斑鱼、斜带石斑鱼、紫红笛鲷、红笛鲷、真鲷、平鲷、黑鲷、黄鳍鲷、花尾胡椒鲷、斑节对虾、长毛

对虾、墨吉对虾、刀额新对虾，具体由渔业主管部门统一部署。

③增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 3cm 以上；虾苗体长应在 1cm 以上；贝苗壳长应在 1cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

④增殖放流计划

在施工期间根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，结合渔业主管部门每年的增殖放流计划，集中开展增殖放流。增殖放流工作建议安排在休渔期间内的 5 月下旬至 7 月上旬，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，但是具体时间由当地渔业主管部门统一安排部署。

(4) 生态监测

原有工程共进行了 2 次跟踪监测，具体情况见表 7.6-1。

表 7.6-1 原有工程跟踪监测情况

时间	范围	监测内容	站位数	监测单位
2013 年 12 月	分别以 PY4-2DPPA 和 PY5-1DPPB 平台为圆心，半径 3.5km 范围内	水质、沉积物和生物生态	监测站 24 个，其中水质站位 24 个、沉积物和生物生态各 12 个	国家海洋局南海环境监测中心
2014 年 8 月	以 PY4-2DPPA 平台为圆心，半径 4km 范围内	水质、沉积物和生物生态	监测站 12 个，其中水质站位 12 个、沉积物和生物生态各 6 个	

拟建工程生产运营阶段跟踪监测纳入番禺 4-2/5-1 油田现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态进行跟踪监测，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。

7.7 环保投资

环境保护费用系指环境保护固定设施及其投资费用和维护设施及其他为环保投资的年费用。环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。拟建工程的环保投资主要用于固废处置及生态补偿等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其投资按 100%列入环境保护投资。生产需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 20%~50%比例列入环境保护投资。生态补偿预备费按 100%列入环境保护投资。

根据上述原则，将拟建工程环保投资设施及其直接投资费用列于表 7.7-1。拟建工程建设

投资 68400 万元，其中环保投资万元 3958.779，占总投资的 5.83%。

表 7.7-1 拟建工程环保投资（万元）

	项目	投资额	折合比率	折合环保投资（万元）
固体废弃物	施工期生活垃圾	■	■	■
	施工期生产垃圾	■	■	■
	油基钻井液	■	■	■
	施工期机舱含油污水	■	■	■
	渔业资源损失补偿费用	■	■	■
		■		■

8 环境影响评价结论

8.1 工程概况

为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司决定对该油田群进行综合调整。在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台布置 18 口调整井，均为生产井，其中在 PY4-2WHP 平台布置 3 口调整井，在 PY4-2DPPA 平台布置 5 口调整井，在 PY5-1WHP 平台布置 4 口调整井，在 PY5-1DPPB 平台布置 6 口调整井，18 口调整井均利用老井侧钻。

8.2 工程分析

拟建工程海上施工阶段产生钻屑 6442.95m³，结合以往工程经验，钻屑的含油量一般≤8%，检验合格后可以全部排放。钻井液 14633.8m³（4746.02m³ 油基钻井液回收），结合以往工程经验，水基钻井液的含油量一般≤8%，经检验合格后可以全部排放，油基钻井液、含油量>8%的水基钻井液和钻屑运回陆地（惠州物流基地）由有资质单位接收处理；生活垃圾 60.89t 和生产垃圾 45t，食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地（惠州物流基地）处理，由有资质单位接收处理；生活污水 14206.5m³，经平台的生活污水处理装置处理达标后排海；船舶机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165 号）的要求，运回陆地（惠州物流基地）委托有处理资质的单位进行处理。

运营阶段，PY4-2WHP/DPPA、PY5-1 WHP/DPPB 平台调整井新增含油生产水经本平台含油生产水处理系统处理后排海；调整后运营阶段生产作业过程中不新增的生产垃圾。

8.3 产业政策相符性

拟建工程为海洋油气勘探开采项目的附属工程。属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令第 29 号，2020 年 1 月 1 日实施）中的“常规石油、天然气勘探及开采”，拟建工程的建设符合国家产业政策。

8.4 海洋环境质量现状

8.4.1 海水水质环境现状与评价

调查海区海水中 pH、化学需氧量 (COD)、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物、挥发性酚和苯并 (a) 芘的单项标准指数均小于 1, 均符合第一类海水水质标准的要求。调查海区海水中阴离子表面活性剂、DO、Pb 均有部分样品含量超出第一类海水水质标准, 所有超标样品的含量均符合第二海水水质标准。

8.4.2 海洋沉积物环境现状与评价

调查海区沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类的含量均符合第一类海洋沉积物质量标准限值要求, 无超标样品。评价结果表明, 调查海区表层沉积物质量良好。

8.4.3 海洋生态环境现状与评价

调查海域表层水体的叶绿素 a 含量在 $0.07\sim 0.29\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 平均含量 $0.13\text{mg}/\text{m}^3$; 10m 层的叶绿素 a 含量在 $0.08\sim 0.30\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 平均含量 $0.13\text{mg}/\text{m}^3$; 50m 层的叶绿素 a 含量在 $0.08\sim 0.28\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 平均含量 $0.13\text{mg}/\text{m}^3$; 100m 层的叶绿素 a 受水深的影响, 数据较少, 含量在 $0.09\sim 0.12\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 平均含量 $0.10\text{mg}/\text{m}^3$; 底层水体的叶绿素 a 含量在 $0.08\sim 0.31\text{mg}/\text{m}^3$ 之间, 平均含量 $0.20\text{mg}/\text{m}^3$ 。

调查海域的初级生产力水平在 $(0.99\sim 3.21)\times 10^2\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 之间, 平均值 $1.66\times 10^2\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$; 初级生产力的水平分布与底层叶绿素 a 含量的水平分布相似, 含量由调查区域西部向东部递减, 海区初级生产力总体水平处于低水平。

调查海区各站位浮游植物密度变化范围在 $(1.86\sim 4.69)\times 10^3$ 个/ m^3 之间, 平均密度为 2.88×10^3 个/ m^3 , 该海区生态环境良好, 群落结构较稳定。

各站位浮游动物的生物量变化在 $9.83\sim 109.81\text{mg}/\text{m}^3$, 平均值为 $45.92\text{mg}/\text{m}^3$, 调查海区浮游动物的种类多样性指数和丰富度指数均处于较高的水平。

海区平均生物量为 $3.29\text{g}/\text{m}^2$, 平均栖息密度为 $13.3\text{ind.}/\text{m}^2$ 。调查海区生物多样性较好, 生物种类分布均匀, 生物群落较稳定, 种类丰富度较好, 底栖生物种类较丰富。

底栖生物样品中, 鱼类、甲壳类和软体类的各项评价因子的单项标准指数值均小于 1, 满足生物质量标准的要求。由此可见, 海区底栖生物中鱼类、甲壳类和软体类生物质量较好, 各项评价因子均未超标, 说明调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

8.4.4 渔业资源现状调查与评价

11 月是鱼类产卵低谷期，加上调查海域离岸较远，属近海海域，因此本次采获的鱼卵仔鱼数量比较少。水平拖网调查 12 个站位共采到鱼卵 1,041 粒，平均密度为 375 粒/1000m³，仔稚鱼 23 尾，平均密度为 8.3 尾/1000m³。

鱼类的平均重量密度和平均个体密度分别为 396.19 kg/km² 和 24301 ind/km²。

头足类的平均重量密度和平均个体密度分别为 98.46 kg/km² 和 5228 ind/km²。

甲壳类的平均重量密度和平均个体密度分别为 6.42 kg/km² 和 764 ind/km²。

8.5 环境影响分析结论

拟建工程的主要影响为施工期产生的钻井液和钻屑、生活污水，由于污染物产生量小且工期较短，施工结束后即可恢复。

生产运营期生产水的排放造成的影响面积和距排放点最大距离未超过原环评报告书的水平。

8.6 环境风险分析结论

拟建工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：地质性溢油事故、井喷溢油事故、船舶碰撞事故以及火灾和爆炸事故。通过风险事故树分析，井喷溢油事故风险最大概率为 1.28×10^{-3} （次/a），船舶碰撞事故风险最大概率为 5×10^{-6} （次/a），火灾和爆炸事故风险最大概率为 4.0×10^{-4} （次/a）。

针对可能发生的环境风险事故，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司编制了《中海石油（中国）有限公司番禺作业公司溢油应急计划》，并报原海洋环境保护主管部门备案。计划的基本内容包括应急组织机构及职责、油田概况及溢油风险分析、溢油事故的处置、油田应急能力、培训与演习、应急计划的维护和管理等。根据该计划，对于一般、较大溢油事故，番禺 4-2/5-1 油田可借助于深圳分公司等区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，对于特别重大、重大溢油事故，分别启动 I 级、II 级应急响应，环境保护主管部门组织成立现场指挥部，由生态环境部统一指挥。同时，报告国家重大海上溢油应急处置部际联席会议，提请启动国家重大海上溢油应急处置预案。因此，能够满足本次调整井工程事故状态下溢油应急的需求。

8.7 拟建工程环境可行性

为实现番禺油田群的合理高效开发，使油田稳产，减缓产量的递减，中海石油（中国）有限公司深圳分公司番禺作业公司决定对该油田群进行综合调整。在 PY4-2WHP/DPPA、PY5-1WHP/DPPB 平台布置 18 口调整井，均为生产井，其中在 PY4-2WHP 平台布置 3 口调整井，在 PY4-2DPPA 平台布置 5 口调整井，在 PY5-1WHP 平台布置 4 口调整井，在 PY5-1DPPB 平台布置 6 口调整井，18 口调整井均利用老井侧钻。

对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评总量批复水平。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，调整井工程建设可行。

9 预审和审查意见

预审意见:

经办人(签名):

预审单位公章

年 月 日

审查意见:

经办人(签名):

审查部门公章

年 月 日

10 审批意见

审批意见：

经办人（签字）：

审批部门公章

年 月 日