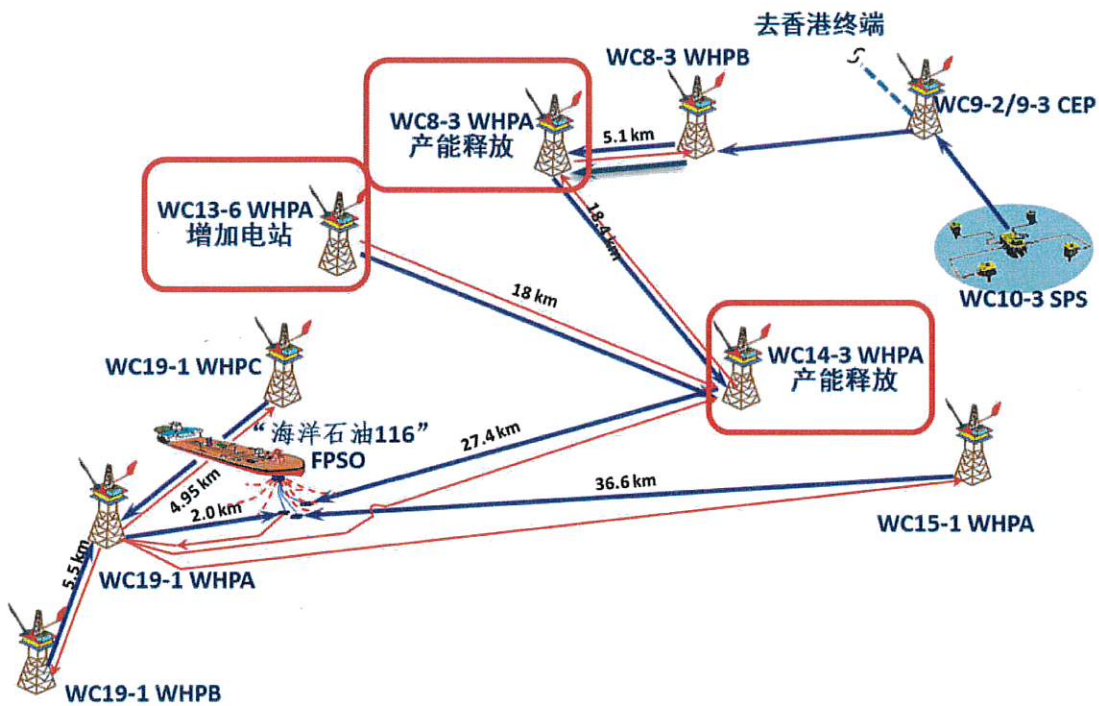


文昌油田群产能释放二期项目 环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司湛江分公司



中海油研究总院有限责任公司

北京

二〇二〇年六月



打印编号: 1585882705000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	gv0x59		
建设项目名称	文昌油田群产能释放二期项目		
建设项目类别	48_156海底隧道、管道、电(光) 缆工程		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司湛江分公司		
统一社会信用代码	91440800707913938N		
法定代表人 (签章)	徐可强		
主要负责人 (签字)	杨云		
直接负责的主管人员 (签字)	丁光华		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中海油研究总院有限责任公司		
统一社会信用代码	911100007109260782		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
郭静	12351143505110277	BH023440	郭静
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
邓媛媛	环境影响回顾性分析	BH023437	邓媛媛
崔艺潇	环境质量现状调查与评价	BH018747	崔艺潇
黄必桂	工程区域环境概况和环境质量现状调查与评价	BH024925	黄必桂
金嘉萌	清洁生产分析与总量控制	BH023448	金嘉萌

崔予佳	海洋环境影响预测与评价和环境经济 损益分析	BH023447	崔予佳
安明明	工程区域环境概况和环境保护对策措 施及其合理性分析	BH023445	安明明
张敏霞	环境风险分析与评价	BH023465	张敏霞
金一	环境风险分析与评价和环境管理与监 测计划	BH023442	金一
陈星	环境影响回顾性分析	BH023446	陈星
郭静	概述、总论、工程概况与工程分析和 环境影响评价结论与建议	BH023440	郭静
郭良波	海洋环境影响预测与评价	BH023449	郭良波



目 录

1	概述	1
1.1	工程项目总体方案.....	1
1.2	环境影响评价工作过程.....	1
1.3	主要环境问题及环境影响.....	3
1.4	环境影响评价主要结论.....	3
2	总论	5
2.1	编制依据.....	5
2.2	评价标准.....	8
2.3	环境敏感目标和环境保护目标.....	10
2.4	评价内容.....	10
2.5	评价重点.....	11
2.6	评价工作等级.....	11
2.7	评价范围.....	12
3	工程概况与工程分析	15
3.1	项目基本情况.....	15
3.2	项目工程方案.....	25
3.3	施工方案.....	52
3.4	项目各阶段产污环节与污染物分析.....	53
3.5	项目各阶段污染源强核算.....	55
3.6	环境影响评价因子筛选.....	59
4	工程区域环境概况	61
4.1	自然环境概况.....	61
4.2	海洋功能区划及相关政策.....	64
4.3	工程周围环境敏感目标分布.....	73
4.4	环境敏感目标小结.....	81
4.5	通航环境.....	84
5	环境质量现状调查与评价（保密）	86
6	环境影响回顾性分析	87
6.1	现有工程概况.....	87
6.2	文昌油田群开发过程回顾.....	87
6.3	环评批复及落实情况.....	91
6.4	依托工程环保设施运行状况回顾.....	94



6.5	文昌油田群周围海域环境质量回顾性分析	99
6.6	环境影响回顾性分析结论	116
7	海洋环境影响预测与评价	118
7.1	评价海域海流模型	118
7.2	潮流与潮位验证	120
7.3	生产水排放预测	122
7.4	工程对海水水质影响	125
7.5	工程对海洋生态影响	125
7.6	工程对海洋生态环境损失评估	127
7.7	工程对环境敏感目标的影响	132
7.8	其他环境影响简要分析	132
8	环境风险分析与评价	134
8.1	风险评价概述	134
8.2	风险调查	135
8.3	环境风险潜势初判断	137
8.4	风险识别	139
8.5	风险事故情形分析	142
8.6	地质性溢油风险分析	147
8.7	溢油风险后果分析	148
8.8	环境风险防范措施及应急处置措施	156
8.9	评价结论与建议	172
9	清洁生产分析与总量控制	173
9.1	建设项目清洁生产内容与符合性分析	173
9.2	建设项目清洁生产评价	175
9.3	污染物排放总量控制方案与建议	179
10	环境保护对策措施及其合理性分析	181
10.1	环境保护对策措施	181
10.2	生态保护方案与补偿措施	187
10.3	海洋生态建设方案	187
11	环境经济损益分析	192
11.1	环境保护设备及投资估算	192
11.2	环境经济损益分析	193
11.3	社会效益分析	198
12	环境管理与监测计划	199
12.1	环境保护管理	199
12.2	环境监测计划	202
12.3	跟踪监测方案	203



13 环境影响评价结论与建议	205
13.1 工程概况与工程分析结论	205
13.2 环境现状分析与评价结论	206
13.3 环境影响预测分析与评价结论	210
13.4 环境风险分析与评价结论	211
13.5 清洁生产和总量控制结论	213
13.6 环境保护对策措施的合理性、可行性结论	214
13.7 区域规划和政策符合性结论	215
13.8 建设项目环境可行性结论	217
13.9 其它意见和建议	217
附表 1: 调查海域海水水质各调查项目分析结果.....	218
附表 2: 调查海域各站位水质调查项目的标准指数.....	219
附表 3: 海洋生物生态名录.....	220
附件 1 环境影响评价委托书	221
附件 2 依托工程相关环评批复	221
附件 3 依托工程相关竣工验收批复	221
附件 4 危险废物处置单位信息	221
附件 5 报告书数据来源	221
附件 6 平台名称中英文简称对照表	221



1 概述

1.1 工程项目总体方案

文昌油田群位于中国南海珠江口西部海域,距海南省文昌市以东约 130km,距岸最近距离约 113km。文昌油田群包括已建的文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1N/8-3E/13-6 油田以及文昌 9-2/9-3/10-3 气田群。主要工程设施包括 8 座井口平台、1 座中心平台、1 套水下生产系统和 1 艘 10 万吨级的浮式生产储油装置 (“海洋石油 116”FPSO) 以及 12 条海底管道、9 条海底电缆和 1 条脐带缆等。本项目拟对文昌 14-3 油田 (WC14-3WHPA 平台) 和文昌 8-3 油田 (WC8-3WHPA 平台) 实施产能释放,并对相关平台进行适应性改造。文昌油田群产能释放二期项目属于改扩建海洋油(气)开发工程, [REDACTED] 预计投产时间为 2021 年 4 月 30 日,项目开发投资为 [REDACTED]

项目主要工程内容包括:现有文昌 14-3/8-3 油田所产物流全液输送至“海洋石油 116”FPSO 进行油气水的处理。本项目拟对文昌 14-3/8-3 油田采用提液的方式实施产能释放,在提高产能的同时带来液量增大,WC14-3WHPA 平台至“海洋石油 116”FPSO 管输能力无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的全液输送,为解决物流输送问题,本项目拟在 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台增加原油脱水设备和生产水处理设备,实现原油脱水和部分生产水处理达标后在本平台排海。另外,目前文昌油田群电网无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的供电需求,为解决电力缺口问题,拟在 WC13-6WHPA 平台增加燃气透平电站,燃料气主要来自本油田自产天然气,现有 WC13-6WHPA 平台无油气处理系统,本项目拟在 WC13-6WHPA 平台增加生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机等。WC13-6WHPA 平台增加电站除为本平台供电以外,通过现有的海底电缆为 WC8-3WHPA 和 WC8-3WHPB 平台供电。

1.2 环境影响评价工作过程

受建设单位中海石油(中国)有限公司湛江分公司的委托(详见附件 1),中海油研究总院有限责任公司(环评单位)承担了文昌油田群产能释放二期项



目的环境影响评价工作。

环评单位接到本项目的环评任务委托 7 个工作日内，在南海网上开展了第一次“文昌油田群产能释放二期项目环境影响评价公示”。同时，开展了资料收集、以及相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作，收集的资料主要包括工程资料、相关法规和标准文件、已批复的依托设施相关环评文件等。

通过对文昌油田群产能释放二期项目的工程资料分析、相关法规和标准等文件研究、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并对本项目环境功能区划及相关规划符合性进行了分析。

本项目委托国家海洋局南海环境监测中心围绕文昌油田群周围海域开展了秋季海洋环境质量现状调查与评价工作，调查时间为 2019 年 9 月。春季海洋环境质量现状资料采用文昌 13-2 油田综合调整项目历史调查资料，调查资料覆盖本项目所在海域，调查时间为 2017 年 4-5 月。委托广东海洋大学开展了春、秋季两次渔业资源调查与评价工作，调查时间为 2019 年 4 月（春季）和 2019 年 9 月（秋季）。

根据本项目工程分析和环境现状调查与评价结果，开展了本项目的环境影响预测与评价工作。结合工程分析以及环境影响预测与评价结论，本项目开展了清洁生产分析、环境保护对策措施及其合理性分析、环境风险分析与评价、总量控制建议、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。根据各专题研究结果，完成文昌油田群产能释放二期项目环境影响报告书的编制，并形成了本项目的征求意见稿，分别在南海网和海南特区报开展了第二次“文昌油田群产能释放二期项目环境影响评价公示”。

《文昌油田群产能释放二期项目环境影响报告书》完成编制后，建设单位组织国内海洋工程类相关领域专家对本报告书开展了预审工作，并根据专家预审意见对本报告书进行修改完善后形成送审稿。建设单位向生态环境主管部门送审文昌油田群产能释放二期项目环境影响报告书前，在南海网上开展了第三次公示，公示内容包括《文昌油田群产能释放二期项目环境影响报告书》全文和“文昌油田群产能释放二期项目环境影响评价公众参与说明”。本项目



完成三次公示后，完善后的《文昌油田群产能释放二期项目环境影响报告书》上报至生态环境部。

1.3 主要环境问题及环境影响

文昌油田群产能释放二期项目涉及的 WC8-3WHPA 平台、WC14-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO 均位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场内，部分设施位于黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内。本项目在正常生产情况下关注的主要环境问题和环境影响是 WC8-3WHPA 平台和 WC14-3WHPA 平台生产水排放对上述环境敏感目标及周围海域的海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度。在环境风险事故情况下关注的主要环境问题和环境影响是溢油事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源等的潜在影响。

1.4 环境影响评价主要结论

文昌油田群产能释放二期项目符合国家的产业政策，符合《全国海洋功能区划》（2011-2020 年）、《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《全国海洋主体功能区规划》，与《海南省生态保护红线区划定方案》相协调。

本项目所在海域的海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境保持较好水平，评价范围内的环境敏感目标主要是粤西外海区蓝圆鲹产卵场、黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场。本项目在建设阶段主要污染物是平台改造和设备安装等过程中产生的生活污水和生活垃圾等，其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产运行过程中所产生的主要污染物为生产水，经处理达标后排海。其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、沉积物及生态）的影响范围和程度较小。本项目的建设生产和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护或补偿措施。本项目存在一定的溢油风险，需要采取具有针对性的溢油应急防范对策措施。

评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本项目对周边的环境影响范围和影响程度是可以接受的。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，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。



2 总论

2.1 编制依据

本环境影响报告书主要是根据文昌油田群产能释放二期项目的工程方案，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环境保护法律法规和环境影响评价的相关导则和标准的要求进行评价，具体编制依据如下。

2.1.1 法律

- 中华人民共和国环境保护法（全国人大常委会，2014.4.24 修订）
- 中华人民共和国海洋环境保护法（全国人大常委会，2017.11.04 修订）
- 中华人民共和国环境影响评价法（全国人大常委会，2018.12.29 修订）
- 中华人民共和国海域使用管理法（全国人大常委会，2001.10.27 颁布）
- 中华人民共和国渔业法（全国人大常委会，2013.12.28 修正）
- 中华人民共和国海上交通安全法（全国人大常委会，2016.11.07 修改）
- 中华人民共和国大气污染防治法（全国人大常委会，2018.10.26 修改）
- 中华人民共和国固体废物污染环境防治法（全国人大常委会，2020.4.29 修订）
- 中华人民共和国节约能源法（全国人大常委会，2018.10.26 修订）
- 中华人民共和国清洁生产促进法（全国人大常委会，2012.2.29 修正）

2.1.2 行政法规与部门规章

- 建设项目环境保护管理条例（国务院，2017.7.16 修改）
- 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，2018.3.19 修订）
- 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）
- 防治船舶污染海洋环境管理条例（国务院，2018.3.19 修订）
- 沿海海域船舶排污设备铅封程序规定（交海发[2007]165 号）
- 船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）
- 中国水生生物资源养护行动纲要（国务院，2006.2.14）



- 产业结构调整指导目录（2019 年本）（发展改革委，2020.01.01 日起施行）
- 建设项目环境影响评价分类管理名录（生态环境部，2018.4.28 修改）
- 国家危险废物名录（环境保护部，2016.6.14 修订）
- 关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知（环境保护部，2012.7.3）
- 中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定（交通运输部，2019.1.28 修正）
- 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（国家海洋局，2016.01.05 修改）
- 国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案（国家海洋局，2015.04.03）

2.1.3 技术导则及规范

- 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T 28058-2011）
- 《海洋生态损害评估技术指南(试行)》

2.1.4 基础资料

- 文昌油田群产能释放二期项目工程方案（2019.12）
- 文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书（2005.4）
- 文昌 19-1 油田北块区和文昌 8-3 油田东块区及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书（2012.4）
- 文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书（2017.12）
- 国海环字【2005】238 号《关于文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》



- 国海环字【2012】654号《国家海洋局关于文昌19-1油田北块区和文昌8-3油田东块区及文昌13-6油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》
- 国海环字【2014】364号《国家海洋局关于文昌19-1油田A平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表核准意见的批复》
- 国海环字【2018】97号《国家海洋局关于文昌19-1油田调整井及文昌19-1N/8-3E油田产能释放项目环境影响报告书核准意见的批复》
- 国海环字【2011】39号《关于文昌19-1/15-1/14-3/8-3油田开发工程环保设施竣工验收的复函》
- 国海环字【2014】475号《国家海洋局关于文昌19-1油田北块和文昌8-3油田东块开发工程环保设施竣工验收的批复》
- 国海环字【2015】3号《国家海洋局关于文昌13-6油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》
- 文昌13-2油田综合调整项目春季环境质量现状调查与评价专题报告
- 文昌油田群产能释放二期项目秋季环境现状调查与评价专题报告
- 文昌油田群产能释放二期项目渔业资源及渔业生产现状调查与评价专题报告

2.1.5 其他依据

- 全国海洋主体功能区规划（2015.8）
- 全国海洋功能区划（2011-2020年）
- 海南省海洋功能区划（2011-2020年）
- 海南省生态保护红线划定方案（报批稿）（2018.11）
- 能源发展“十三五”规划
- 能源发展战略行动计划（2014-2020年）
- 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要
- 海南省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要
- 海南省海洋环境保护规划（2011-2020年）
- 海南国际旅游岛建设发展规划纲要（2010年）



- 文昌油田群产能释放二期项目环境影响评价任务委托书（2019.8）

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

根据《海南省海洋功能区划（2011-2020年）》，文昌油田群位于珠江口盆地矿产与能源区范围内。珠江口盆地矿产与能源区海域使用管理要求：海水水质标准、海洋沉积物质量标准、海洋生物质量标准应维持现状。文昌油田群产能释放二期项目环境影响评价中所采用的环境质量标准详见表 2.2-1。

表 2.2-1 环境质量标准

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

2.2.2 污染物排放标准

文昌油田群位于中国南海珠江口西部海域，距海南省文昌市以东约 130km。根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），项目所在海域属于三级海域，应执行三级污染物排放标准。根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），工程所在海区属于二级海区，应执行二级生物毒性容许值标准。

产能释放二期项目在建设和生产过程中所产生的相关污染物的处理与排放所执行的标准值见表 2.2-2。



表 2.2-2 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
含油生产水	海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值 $\geq 50,000\text{mg/L}$	生产运营期排放的含油生产水
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ (月平均); 含油浓度 $\leq 65\text{mg/L}$ (一次容许值)	
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	$\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$	海上施工/生产阶段排放的生活污水
生产垃圾			禁止排放或弃置入海	海上施工阶段及生产阶段生活/生产垃圾的处置
生活垃圾			食品废弃物处理至颗粒直径 $< 25\text{mm}$ 时,可排放或弃置入海;其他生活垃圾禁止排放或弃置入海	
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)、《73/78 防污公约》、《国内航行海船法定检验技术规则》(2020年)	/	采用下列方式之一进行处理,不得直接排海: a) 利用船载收集装置,排入接收设施; b) 利用船载生活污水处理装置处理,达到以下规定要求后在航行中排放:(1)在2012年1月1日以前安装(含更换)生活污水处理装置的船舶, $\text{BOD}_5 \leq 50\text{mg/L}$, $\text{SS} \leq 150\text{mg/L}$, 耐热大肠菌群 ≤ 2500 个/L;(2)在2012年1月1日以后安装(含更换)生活污水处理装置的船舶, $\text{BOD}_5 \leq 25\text{mg/L}$, $\text{SS} \leq 35\text{mg/L}$, 耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L, $\text{COD}_{\text{Cr}} \leq 125\text{mg/L}$, $\text{pH}: 6-8.5$, 总氯(总余氯) $< 0.5\text{mg/L}$ 。 污染物排放监控位置:生活污水处理装置出水口。	距最近陆地3海里以内(含)的海域产生的船舶生活污水
			同时满足下列条件: (1)使用设备打碎固形物和消毒后排放; (2)船速不低于4节,且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3海里 $<$ 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。	与最近陆地间距离 > 12 海里的海域
船舶	《船舶水污染物排放	/	禁止排海,收集并排入接收设施	塑料、废弃



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
垃圾	控制标准》(GB3552-2018)、《73/78 防污公约》、《国内航行海船法定检验技术规则》(2020年)			食用油、生活废弃物等
		/	在距最近陆地 3 海里以内(含)的海域,应收集并排入接收设施;在距最近陆地 3 海里至 12 海里(含)的海域,粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放;在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	食品废弃物

2.3 环境敏感目标和环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

文昌油田群产能释放二期项目附近的主要环境敏感目标为海洋保护区、海洋生态保护红线区和产卵场。项目涉及的 WC8-3WHPA 平台、WC14-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO 均位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场内,部分设施位于黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内。上述区域为重点保护的环境敏感目标。环境敏感目标详见报告书“工程区域环境概况”。

2.3.2 环境保护目标

文昌油田群产能释放二期项目正常生产情况下的环境保护目标为评价范围海域内的海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量。此外,项目涉及的 WC8-3WHPA 平台、WC14-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO 均位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场内,部分设施位于黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内。这些产卵场将作为重点保护目标。

溢油情况下的环境保护目标为项目周围海域海水水质、海洋渔业资源、海洋生态环境和珍稀海洋生物等环境敏感目标。潜在事故性溢油对周围环境敏感目标的影响范围和程度详见报告书“环境风险分析与评价”。

2.4 评价内容

根据环境影响分析结果和有关技术规范的要求,确定本次环境影响评价的



评价项目和评价内容主要为：海上建设阶段及正常生产过程中产生的各种污染物（含油生产水等）对海水水质、海洋沉积物、海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态和渔业资源的影响评价。

本次评价的工程内容主要包括：

- WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台上新增原油脱水和生产水处理设施；
- WC13-6WHPA 平台新增生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机；
- WC8-3WHPA/WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台甲板扩建、设施和平台适应性改造。

2.5 评价重点

依据文昌油田群产能释放二期项目的特点，在对评价项目进行筛选的基础上，确定项目正常生产情况下，环境影响评价的评价重点：

- 生产阶段含油生产水的排放对工程周围海水水质、海洋生态和渔业资源的影响范围及程度；
- 环境影响回顾性分析与评价；
- 环境保护对策措施与清洁生产分析。

溢油风险事故情况下的评价重点：

- 溢油事故对工程设施周围海域的海洋生态环境、渔业资源以及产卵场等环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油事故防范措施及应急措施可行性分析。

2.6 评价工作等级

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），海洋油（气）开发及其附属工程的环境影响评价等级主要根据工程生产规模或污水排放量以及工程所在海域特征和生态敏感性来确定。

文昌油田群产能释放二期项目位于粤西外海区蓝圆鲈产卵场内，部分设施位于黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内，属于导则中规定的“生态环境敏感区”；项目新增污水最大排放量为 7302m³/d（2026 年），[REDACTED]。因此，根据导则对海洋工程环境影响评价工作等级的判定（表 2.6-1），确定产能释放二期项目的水质环境、生态和



生物资源环境的评价等级均为 1 级，沉积物环境的评价等级为 2 级。

产能释放二期项目不涉及新建平台生产设施建设，其对水文动力、地形地貌与冲淤环境无影响。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/169-2018)，环境风险评价等级划分为一级、二级、三级和简单分析。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势（环境风险分析与评价），按照表 2.6-2 确定环境风险评价工作等级。本项目风险潜势为 I 级，确定本项目环境风险评价等级为简单分析，但鉴于海上溢油漂移特点和本项目周围环境敏感区分布情况，环境风险将按二级进行评价。

表 2.6-1 海洋工程环境影响评价等级判据表

工程类型	工程规模	工程所在海域和生态环境类型	评价等级		
			水质环境	沉积物环境	生态和生物资源环境
海洋油（气）开发及其附属工程	污水排放量大于(10000~5000)m ³ /d 或年产油量(100~50)万吨	生态环境敏感区	1	2	1

表 2.6-2 环境风险评价工作等级划分及本项目环境风险评价等级

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I	本项目环境风险评价等级
评价工作等级	一	二	三	简单分析	提级至二级

2.7 评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB19485-2014)的要求，海水水质环境、海洋沉积物环境以及海洋生态环境的评价范围应能覆盖建设项目环境影响区域。

根据文昌油田群产能释放二期项目各环境要素评价等级，并结合项目排污情况以及可能影响的海域范围，确定本项目主要工程设施周围 100km×80km 构成的矩形区域作为本项目正常生产下的环境影响评价范围，面积约为 8000km²。评价范围边界距离本项目主要工程设施均大于 15 km。

评价范围四至坐标详见表 2.7-1；评价范围示意图详见图 2.7-1。



表 2.7-1 评价范围四至坐标

拐点	北纬	东经
A	████████	████████
B	████████	████████
C	████████	████████
D	████████	████████

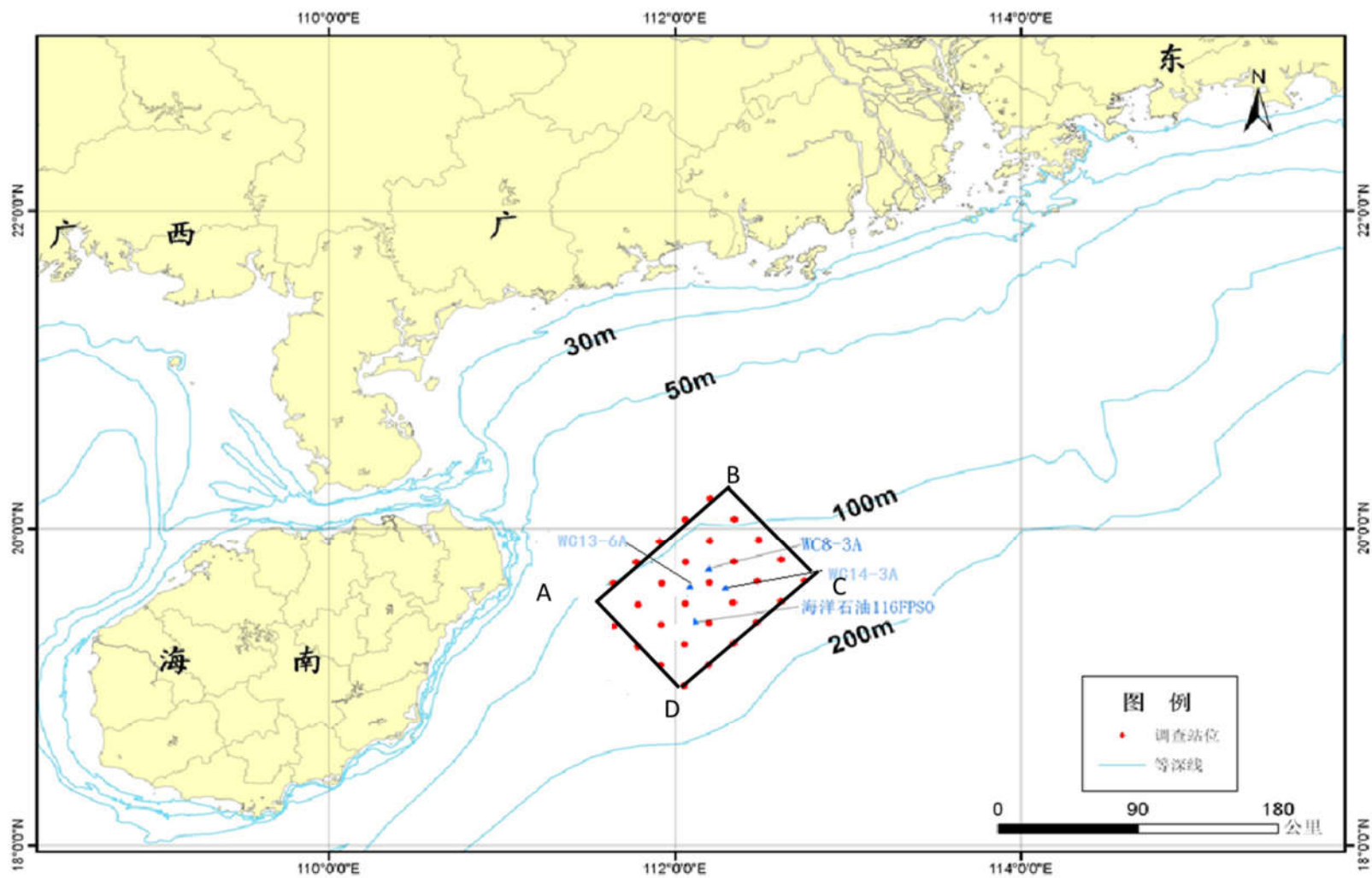


图 2.7-1 评价范围示意图



3 工程概况与工程分析

3.1 项目基本情况

3.1.1 项目名称与建设性质

建设项目名称为文昌油田群产能释放二期项目，建设单位为中海石油（中国）有限公司湛江分公司。本项目拟对文昌 14-3/8-3 油田通过提液的方式实施产能释放，并对相关平台进行适应性改造。

本项目属改扩建海洋油气开发工程。

3.1.2 地理位置

文昌油田群位于中国南海珠江口西部海域，文昌油田群包括已建的文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1N/8-3E/13-6 油田以及文昌 9-2/9-3/10-3 气田群。主要工程设施包括 8 座井口平台、1 座中心平台、1 套水下生产系统和 1 艘 10 万吨级的浮式生产储油装置（“海洋石油 116”FPSO）以及 12 条海底管道、9 条海底电缆和 1 条脐带缆等。油田群设施距岸最近距离约 113km，距海南省文昌市以东约 130km，水深在 110m-150m 之间。

本项目涉及的文昌 8-3 油田建有 1 座井口平台（WC8-3WHPA 平台），平台处水深约 112m；文昌 14-3 油田建有 1 座井口平台（WC14-3WHPA 平台），平台处水深约 123m；文昌 13-6 油田建有 1 座井口平台（WC13-6WHP 平台），平台处水深约 117m。WC14-3WHPA 平台距离 WC8-3WHPA 平台约 18.4km，距 WC13-6WHPA 平台约 18km，产能释放二期项目地理位置见图 3.1-1。

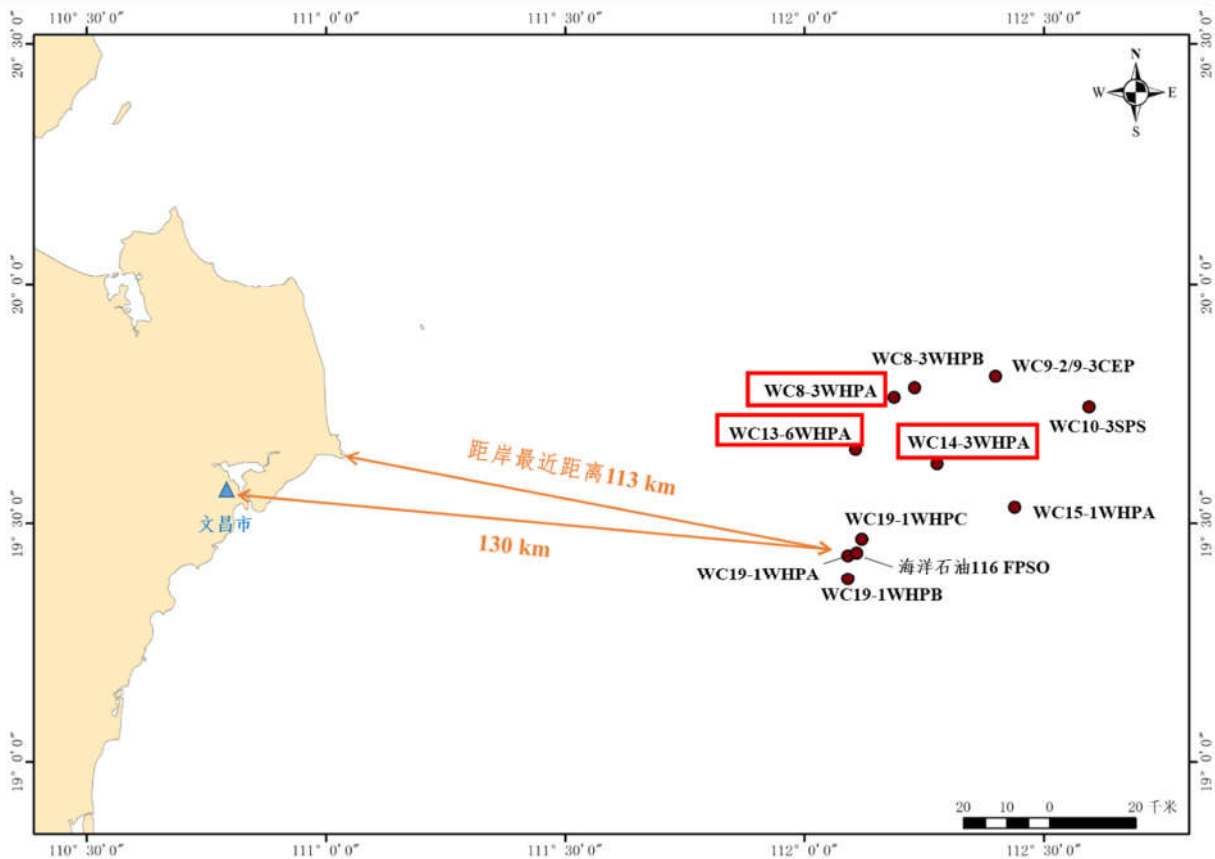


图 3.1-1 文昌油田群产能释放二期项目地理位置图

3.1.3 工程概况

3.1.3.1 现有工程概况

文昌油田群包括已建的文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1N/8-3E/13-6 油田以及文昌 9-2/9-3/10-3 气田群。主要工程设施包括 8 座井口平台、1 座中心平台、1 套水下生产系统和 1 艘 10 万吨级的浮式生产储油装置（“海洋石油 116”FPSO）以及 12 条海底管道、9 条海底电缆和 1 条脐带缆等。文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田在 2011 年 1 月正式投入生产；文昌 19-1N/8-3E 油田在 2014 年 8 月正式投入生产；文昌 13-6 油田在 2015 年 1 月正式投入生产；文昌 9-2/9-3/10-3 气田群在 2018 年 7 月正式投入生产。

建设单位近年来对文昌油田群实施了两个改造项目。文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目，2016 年建成投入使用，在 WC19-1WHPA 平台上增加原油旋流脱水及生产水处理设施；文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目，2018 年建成投入使用，在 WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 和 WC8-3WHPB 平台上设置原油旋流脱水及生产水处理设



施。文昌油田群主要工程设施详见表 3.1-1。文昌油田群现有工程设施物流走向示意图见图 3.1-2。

文昌油田群现有各平台所产物流通过不同途径汇集至“海洋石油 116”FPSO，物流走向分为三个系列。14-3 系列：包括 WC10-3SPS/WC9-2/9-3CEP/WC8-3WHPB/WC8-3WHPA/WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台。其中 WC10-3SPS/WC9-2/9-3 CEP 平台的生产物流经过脱水和烃露点控制后的气体接入崖城-香港输气管道；分离出的凝析油和水通过海管输往 WC8-3WHPB 平台，WC8-3WHPB 平台生产水经本平台生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，最大生产水排放 1400 m³/d，其余物流汇合 WC9-2/9-3 CEP 平台的生产物流通过海管输往 WC8-3WHPA 平台，汇合 WC8-3WHPA 平台所产物流后通过海管输往 WC14-3WHPA 平台，同样汇合 WC14-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台所产物流通过海管输至“海洋石油 116”FPSO 处理。15-1 系列：包括 WC15-1WHPA 平台。WC15-1WHPA 平台设有油气分离设施，分离出的气体去放空系统，其余物流通过海底管道输往“海洋石油 116”FPSO。19-1 系列：包括 WC19-1WHPA/WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 平台。其中 WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 平台的生产水均经本平台生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，最大生产水排放量分别为 1570m³/d 和 3350m³/d，其余物流分别通过海管输往 WC19-1WHPA 平台，WC19-1WHPA 平台的生产水经本平台生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，最大生产水排放 3000m³/d，其余物流与来自 WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 的生产物流一起输送至“海洋石油 116”FPSO 进行处理。文昌油田群来自各平台的生产物流在“海洋石油 116”FPSO 上进行处理后，分离出的合格原油进入货油舱储存，定期由穿梭油轮外运；分离出的含油生产水经处理达标后在 FPSO 处排海；分离出的天然气用作燃料气在 FPSO 上发电，多余部分通过火炬系统燃烧后排放。



表 3.1-1 文昌油田群现有主要工程设施

分类	设施名称	描述
井口平台	文昌19-1油田	<p>WC19-1 WHPA</p> <p>4 腿导管架钢结构平台，共设 12 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC19-1WHPB 和 WC19-1WHPC 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输送至 FPSO。WC19-1WHPA 平台生产水分离及处理设备 2016 年建成投产后，WC19-1WHPA 平台分离出来的部分生产水（最大 3000m³/d）经处理达标后在本平台排海，剩余物流与来自 WC19-1WHPB/WC19-1WHPC 的生产物流一起输送至 FPSO 进行处理。</p>
	文昌19-1油田	<p>WC19-1 WHPB</p> <p>4 腿 8 裙桩导管架钢结构平台，共设 7 个井槽（其中一个为内挂井槽），40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC19-1WHPA 平台。WC19-1WHPB 平台生产水分离及处理设备 2018 年建成投产后，WC19-1WHPB 平台分离出来的部分生产水（最大 1570m³/d）经处理达标后在本平台排海，剩余物流输送至 WC19-1WHPA 平台最终输往 FPSO 进行处理。</p>
	文昌15-1油田	<p>WC15-1 WHPA</p> <p>4 腿导管架钢结构平台，共设 10 个井槽（其中一个为内挂井槽），40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输往 FPSO，伴生天然气经火炬燃烧放空。</p>
	文昌14-3油田	<p>WC14-3 WHPA</p> <p>4 腿导管架钢结构平台，共设 4 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输往 FPSO。</p>
	文昌8-3油田	<p>WC8-3 WHPA</p> <p>4 腿导管架钢结构平台，共设 6 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，收集来自 WC8-3WHPB 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。</p>
	文昌19-1N油田	<p>WC19-1 WHPC</p> <p>4 腿 8 裙桩导管架钢结构平台，共设 8 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC19-1WHPA 平台。WC19-1WHPC 平台生产水分离及处理设备 2018 年建成投产后，WC19-1WHPC 平台分离出来的部分生产水（最大 3350m³/d）经处理达标后在本平台排海，剩余物流输送至 WC19-1WHPA 平台最终输往 FPSO 进行处理。</p>
	文昌8-3E油田	<p>WC8-3 WHPB</p> <p>4 腿 8 裙桩导管架钢结构平台，共设 8 个井槽，40 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC8-3WHPA 平台。WC8-3WHPB 平台生产水分离及处理设备 2018 年建成投产后，WC8-3WHPB 平台分离出来的部分生产水（1400m³/d）经处理达标后在本平台排海，剩余物流输送至 WC8-3WHPA 平台最终输往</p>

分类	设施名称		描述
			FPSO 进行处理。
	文昌 13-6 油田	WC13-6 WHPA	4 腿导管架钢结构平台，共设 24 个井槽，110 人生活楼；可进行钻完井和修井作业，本平台物流经海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。
中心 平台	文昌 9-2 /9-3 /10-3 气田	WC9-2/ 9-3CEP	8 腿 12 裙桩导管架钢结构平台，共设 12 个井槽，120 人生活楼；设有气液分离系统、天然气处理系统、燃料气处理系统、生活污水处理系统等，可对文昌 9-2/9-3 和文昌 10-3 气田的生产物流进行油气水分离，天然气处理合格后外输，油水混合物经海底管线输送至 FPSO。
水下 生产 系统		WC10-3 SPS	采用水下卧式采油树，开采 4 口井，预留 2 个接口；收集来自文昌 10-3 气田的生产物流，经海底管线输送至 WC9-2/9-3CEP 平台。
FPSO	“海洋石油 116” FPSO		10 万吨级浮式生产储油装置，设有原油处理工艺系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、100 人生活楼等，接收、处理来自 WC19-1WHPA、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA 平台的生产物流，原油处理设计能力为 $280 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，含油生产水处理设计能力为 $18000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

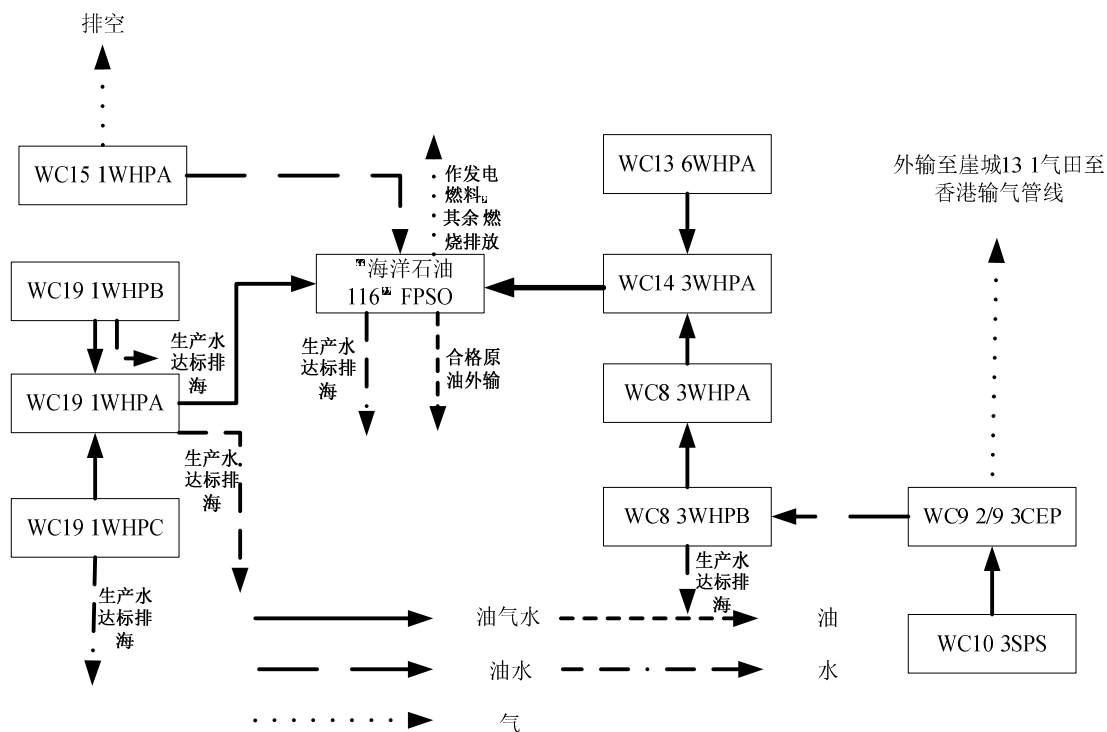


图 3.1-2 文昌油田群现有工程设施物流走向示意图



3.1.3.2 产能释放二期工程概况

现有文昌 14-3/8-3 油田所产物流全液输送至“海洋石油 116”FPSO 进行油气水的处理。本项目拟对文昌 14-3/8-3 油田采用提液的方式实施产能释放，在提高产能的同时带来液量增大，WC14-3WHPA 平台至“海洋石油 116”FPSO 管输能力无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的全液输送，为解决物流输送问题，本项目拟在 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台增加原油脱水设备和生产水处理设备，实现原油脱水和部分生产水处理达标后在本平台排海。另外，目前文昌油田群电网无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的供电需求，为解决电力缺口问题，拟在 WC13-6WHPA 平台增加燃气透平电站，燃料气主要来自本油田自产天然气，现有 WC13-6WHPA 平台无油气处理系统，本项目拟在 WC13-6WHPA 平台增加生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机等。WC13-6WHPA 平台增加电站除为本平台供电以外，通过现有的海底电缆为 WC8-3WHPA 和 WC8-3WHPB 平台供电。

工程内容主要包括：

- WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台上新增原油脱水和生产水处理设施；
- WC13-6WHPA 平台新增生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机；
- WC8-3WHPA/WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台甲板扩建、设施和平台改造。

文昌油田群产能释放二期项目预计投产时间为 2021 年 4 月 30 日，项目开发投资为 ██████████。产能释放二期项目建成投产后，文昌油田群各平台的物流走向不改变，新增 WC8-3WHPA 和 WC14-3WHPA 平台最大生产水排放量分别为 4237m³/d 和 3000m³/d。

3.1.4 基础数据

3.1.4.1 原油物性

文昌 14-3 油田和文昌 8-3 油田的原油物性见表 3.1-2。



表 3.1-2 文昌 14-3 油田和文昌 8-3 油田的原油物性

项目	文昌 8-3 油田	文昌 14-3 油田
密度 20℃ (kg/m ³)	■	■
动力粘度 50℃ (cp)	■	■
初馏点(℃)	■	■
倾点(℃)	■	■
硫含量 (mass%)	■	■
蜡含量 (mass%)	■	■
胶质含量 (mass%)	■	■
沥青含量 (mass%)	■	■

3.1.4.2 天然气组分

WC13-6WHPA 平台新增燃气透平电站，燃料气主要来自文昌 13-6 油田 A15 井的自产气，其天然气组分见表 3.1-3。

表 3.1-3 文昌 13-6 油田天然气组分 (A15)

天然气组分(mol%)	WC13-6-A15
C1	■
C2	■
C3	■
i-C4	■
n-C4	■
i-C5	■
n-C5	■
C6+	■
H ₂ S	■
N ₂	■
CO ₂	■

3.1.4.3 油田生产指标

产能释放二期项目将在 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台通过提液实施产能释放，其投产前后的生产预测指标见表 3.1-4 至表 3.1-5，

WC13-6WHPA 平台的生产预测指标见表 3.1-6。产能释放二期项目投产前后文昌油田群的生产预测指标见表 3.1-7。



表 3.1-4 WC14-3WHPA 平台产能释放投产前后的预测生产指标



表 3.1-5 WC8-3WHPA 平台产能释放前后的预测生产指标



表 3.1-6 WC13-6WHPA 平台预测生产指标

表 3.1-7 产能释放二期项目投产前后文昌油田群的预测生产指标



3.2 项目工程方案

3.2.1 新增原油脱水和生产水处理方案

文昌 14-3/8-3 油田现采用天然能量开发，开采方式为电潜泵采油。本项目主要通过提液来达到产能释放的目的，在提液增加产能的同时带来液量增大。根据生产预测数据，2025 年整个油田群产液量达到峰值 [REDACTED]，2025 年之后由于部分井含油量降低逐渐失去开采价值而关井，产液量又会开始逐渐减小。所以，整个油田群只有不到十年的稳产时间。因而，本项目在设计上考虑充分利用现有工程设施，尽量减少平台改造量和工程投资，并减少对环境的影响。由于平台间管线输送量的限制，文昌 14-3/8-3 油田提液增产需要解决的主要矛盾为提液后增加液体的输送和处理。由于 WC14-3WHPA 平台至“海洋石油 116”FPSO 管输能力无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的全液输送，因而本项目拟在 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台增加原油脱水设备和生产水处理设备，实现原油脱水和部分生产水处理达标后在本平台排海，这样可以降低海管输量、满足海管的输送需要并保证海管的输送安全。但由于 WC14-3WHPA/WC8-3WHPA 井口平台投产多年，可用空间有限，不适合配置大型的占用空间大的生产水分离和处理设备。因此，综合考虑产能释放二期项目采用小型旋流式脱水设备，脱除的生产水经处理合格后排海，以降低海管的输量。

同时根据提液增加的峰值产水量配套设计环保处理设施，WC14-3WHPA/WC8-3WHPA 井口平台的原油脱水设备设计能力根据所在平台峰值液量设计，可以处理该平台在生命周期内的最大产液量。WC14-3WHPA 和 WC8-3WHPA 平台提液后，最大液量分别增加到 4000m³/d 和 5749m³/d，设计考虑相关海管输送压力的要求，选取最大产液年份生产水 75%的脱出率作为设计基础。

3.2.1.1 工艺流程改造

a. WC8-3WHPA 平台

原工艺：WC8-3WHPA 平台生产井井口物流经油嘴节流后与多路阀各入口相连，需计量的单井流体定期进入测试多相流量计进行油、气、水计量；



由于 A4H 井产量较大，所以单独为其设置了一台 A4H 井测试流量计。多路阀汇合各生产井的流体，然后与来自闭排罐收集的液体、来自 WC8-3WHPB 平台物流汇合共同进入海底管道输送至 WC14-3WHPA 平台。

改造后工艺：改造后，在 WC8-3WHPA 平台的多路阀下游、海管入口上游新增原油脱水和生产水处理设施，将 WC8-3WHPA 平台井口物流输送到新增处理设施。井口物流依次进行脱气和脱水，脱出的原油和天然气混合后输送至海管外输；脱除的含油生产水首先经过两级水力旋流器进行处理，然后再进入两级紧凑型气浮选器进一步处理，使生产水的含油量 $\leq 45\text{mg/L}$ 后排海，详见图 3.2-1。WC8-3WHPA 平台工艺系统新增设备见表 3.2-1。

b. WC14-3WHPA 平台

原工艺：WC14-3WHPA 平台生产井井口物流经油嘴节流后与多路阀各入口相连，需计量的井流体定期进入测试多相流量计进行油、气、水计量。多路阀汇合各生产井的流体，然后与来自 WC8-3WHPA 平台和闭排罐收集的液体汇合共同进入海底管道输送至“海洋石油 116”FPSO 进行处理。

改造后工艺：改造后，在 WC14-3WHPA 平台的多路阀下游、海管入口上游新增原油脱水和生产水处理设施，将 WC14-3WHPA 平台井口物流输送到新增处理设备。井口物流依次进行脱气和脱水，脱出的原油和天然气混合后输送至海管外输；脱除的含油生产水首先经过两级水力旋流器进行处理，然后再进入两级紧凑型气浮选器进一步处理，使生产水的含油量 $\leq 45\text{mg/L}$ 后排海。详见图 3.2-1。WC8-3WHPA 平台工艺系统新增设备见表 3.2-1。

表 3.2-1 WC8-3WHPA 平台工艺系统新增设备

平台	设备名称		规格参数	数量	尺寸	备注
WC8-3WHPA	脱水橇	旋流脱气器	处理量：5750 m ³ /d (液体)	1	5.0×4.1×3.8	新增
		旋流脱水器		1		
	水力旋流器橇	一级水力旋流器	处理量：5117 m ³ /d (液体)	1	4×3.2×3.6	
		二级水力旋流器		1		



平台	设备名称		规格参数	数量	尺寸	备注
	气浮选器撬	一级紧凑型气浮选器	处理量：4521 m ³ /d (液体)		4.4×3.2×4.0	
		二级紧凑型气浮选器				
WC14-3WHPA	脱水撬	旋流脱气器	处理量：4000 m ³ /d (液体)	1	5.0×4.1×3.8	新增
		旋流脱水器		1		
	水力旋流器撬	一级水力旋流器	处理量：3612 m ³ /d (液体)	1	4.3×2.9×2.7	
		二级水力旋流器		1		
	气浮选器撬	一级紧凑型气浮选器	处理量：3191 m ³ /d (液体)		4.4×3.2×4.0	
		二级紧凑型气浮选器				

3.2.1.2 相关平台/设施校核与改造

a. 工艺系统校核结果

• WC8-3WHPA 平台

新增脱水系统大约需要 500kPa 的压降（从旋流脱气器入口到旋流脱水器的油相出口），设备操作压力需提高 500kPa 到 3300kPa，小于原设备的设计压力 3900kPaG，原油设备设计压力可以满足要求，无需改造。

WC8-3WHPA 平台有两台多相流量计，83WHPA-MFM-1301 用于生产井的单井计量，83WHPA-MFM-1302 用于 A4H 的单井计量。主工艺校核结果详见表 3.2-2，需更换设备见表 3.2-3。经校核，83WHPA-MFM-1301 多相流量超量程，无法满足计量要求，因超出量程不大，经咨询原多相流量计厂家，可对撬内进行相应改造来满足新的计量需求。

• WC14-3WHPA 平台

新增脱水系统大约需要 500kPa 的压降（从旋流脱气器入口到旋流脱水器的油相出口），设备操作压力需提高 500kPa 到 2700kPa，小于原设备的设计压力 2900kPaG，原油设备设计压力可以满足要求，无需改造。

WC14-3WHPA 平台仅一台多相流量计，平台只进行单井计量。主工艺



校核结果详见表 3.2-2，需更换设备见表 3.2-3。经校核，除多相流量计外其他工艺设备处理能力均满足要求，需要对多相流量计进行改造。

表 3.2-2 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台工艺系统校核结果

平台	名称	设施现状	设施需求能力	校核结论
WC8-3WHPA	多路阀	4"×6"	4"×6"	无需更换
	多相流量计 83WHPA+MFM-1301			超量程，需对多相流量计进行相应改造
	多相流量计 83WHPA+MFM-1302（只用于A4H井计量）			满足要求
WC14-3WHPA	多路阀			无需更换
	多相流量计 （只用于单井计量）			超出多相流量计计量能力，需要更换

表 3.2-3 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台工艺系统改造 / 更换设备

平台	名称	规格参数	数量	备注
WC8-3WHPA	多相流量计 83WHPA+MFM-1301	设计压力：4300 kPaG 设计温度：123℃	1	改造
WC14-3WHPA	多相流量计 143WHPA-MFM-1301	设计压力：3300 kPaG 设计温度：108℃	1	更换

经校核，WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台工艺系统的其它设备可满足提液后的生产需求，无需更换。

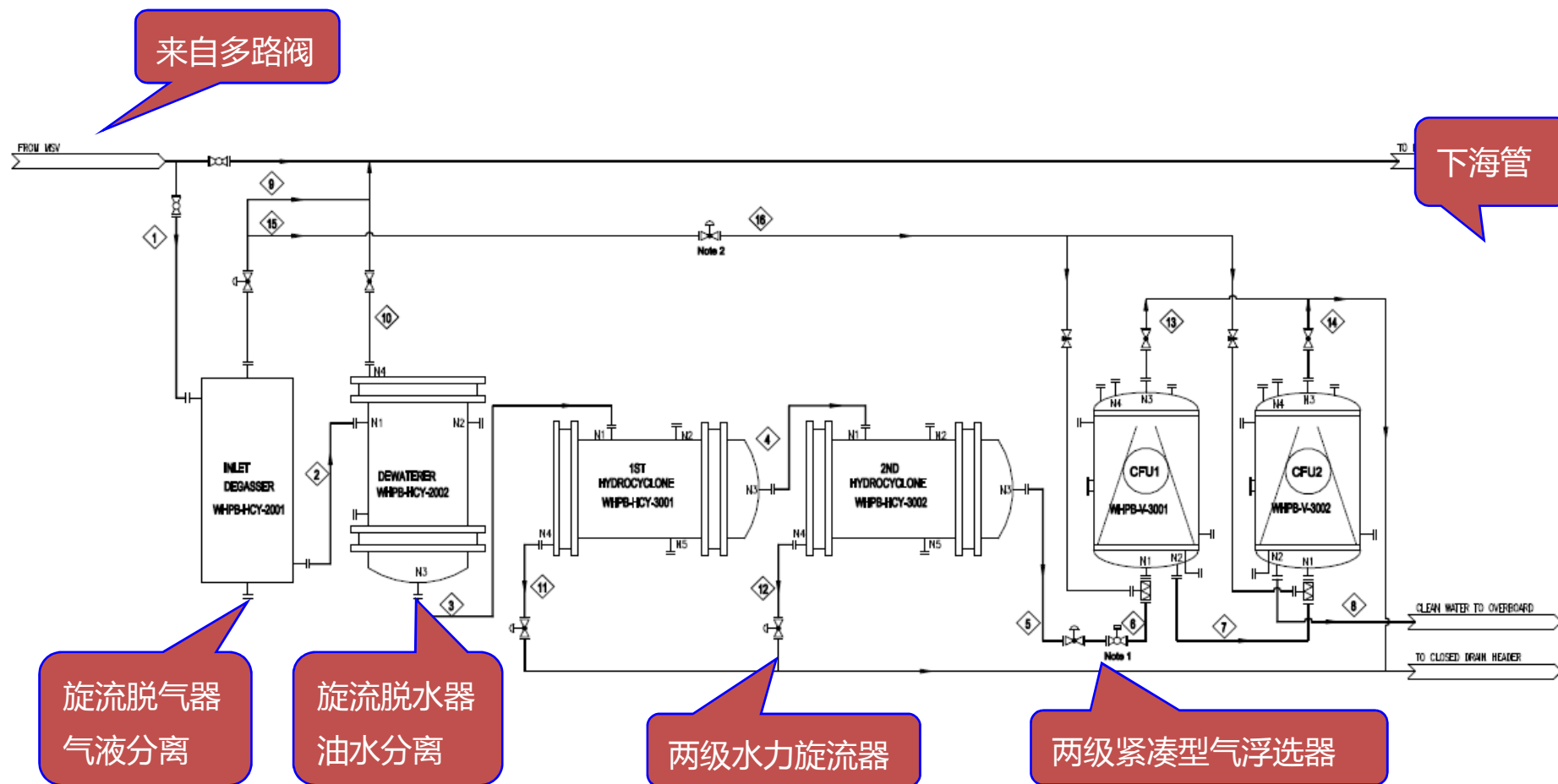


图 3.2-1 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台新增原油分离和生产水处理流程

b. 公用系统校核与改造

WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台公用系统包括闭排/冷放空系统、开排系统和化学药剂注入系统。经校核，WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台现有开排系统能满足排放要求；现有闭排/冷放空系统中的闭排泵不能满足要求需要更换和新增；化学药剂注入系统需新增一个清水剂罐、两台清水剂注入泵和一个防垢剂罐、两台防垢剂注入泵。校核结果见表 3.2-4，需更换和新增的主要公用设备见表 3.2-5。

表 3.2-4 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台公用系统校核结果

平台	名称	设施现状	校核情况	校核结论
WC8-3WHPA	化学药剂系统	设缓蚀剂和破乳剂注入	新增清水剂和防垢剂；原有缓蚀剂和破乳剂注入罐和注入泵满足要求	新增一个清水剂罐、两台清水剂注入泵和一个防垢剂罐、两台防垢剂注入泵
	闭排/冷放空系统	██████████	██████████	放空系统满足要求；闭排泵更换和新增为排量 40m ³ /h（一用一备）
WC14-3WHPA	化学药剂系统	设有缓蚀剂注入和一个空罐、两台空泵	新增清水剂和防垢剂；将空罐和空泵用于破乳剂的注入。	新增一个清水剂罐、两台清水剂注入泵和一个防垢剂罐、两台防垢剂注入泵
	闭排/冷放空系统	██████████	██████████	放空系统满足要求；闭排泵更换和新增为排量 30m ³ /h（一用一备）

表 3.2-5 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台改造的主要公用设备

平台	新设备参数	数量	尺寸	备注	
WC8-3WHPA	闭排泵	泵排量：40m ³ /h 进/出口压力：50kPaG/3400 kPaG	2	2.4×0.84×1.03	更换、新增
	清水剂罐	容积：1 m ³ 设计压力：FW+2.7kPaG	1	3×2.5×2.75	新增



平台	新设备参数	数量	尺寸	备注	
		设计温度: 65 °C			
	清水剂泵	额定排量: 0.0035m ³ /h 入口: ATM./13~35 °C 出口: 3900kPaG/13~35°C	2		
	防垢剂罐	容积: 3 m ³ 设计压力: FW+2.7kPaG 设计温度: 65 °C	1		
	防垢剂泵	额定排量: 0.0089m ³ /h 入口: ATM./13~35 °C 出口: 3900kPaG/13~35°C	2		
WC14-3WHPA	闭排泵	泵排量: 30m ³ /h 进/出口压力: 50kPaG/2800 kPaG	2	2.4×0.84×1.03	更换、新增
	清水剂罐	容积: 1 m ³ 设计压力: FW+2.7kPaG 设计温度: 65 °C	1	2.0 × 2.5 × 2.75	新增
	清水剂泵	额定排量: 0.0025m ³ /h 入口: ATM./13~35 °C 出口: 2900kPaG/13~35°C	2		
	防垢剂罐	容积: 2 m ³ 设计压力: FW+2.7kPaG 设计温度: 65 °C	1		
	防垢剂泵	额定排量: 0.00625m ³ /h 入口: ATM./13~35 °C 出口: 2900kPaG/13~35°C	2		

c. 水消防系统校核和改造

WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台新增油/水设备需要对其进行喷淋保护。WC8-3WHPA 平台消防泵排量无法满足改造后的需要, 需将消防泵更换, 更换后排量为 270m³/h, 出口压力为 1000kPaG; WC14-3WHPA 平台消防泵排量无法满足改造后的需要, 需将消防泵更换, 更换后排量为 200m³/h, 出口压力为 1000kPaG; 水消防系统校核结果和需更换主要消防设备见表 3.2-6。

表 3.2-6 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台水消防系统校核和需更换设备

	核算结果				校核结论
	名称	设施现状	设施需求能力	设施能否满足要求	
WC14-3WHPA	消防泵	147m ³ /h 1000kPaG	182m ³ /h	不满足	更换两台消防泵（一用一备），相应参数为： 200m ³ /h，1000kPaG
	消防主管网	6"	主管网消防水流速为 3.17m/s	不满足	更换主管网，主管网由 6"更换为 8"
	喷淋阀	4"	喷淋阀后消防水流速为 4.77m/s	不满足	更换喷淋阀，喷淋阀由 4" 更换为 6"
WC8-3WHPA	消防泵	172m ³ /h 1000kPaG	245m ³ /h	不满足	更换两台消防泵（一用一备），相应参数为： 270m ³ /h，1000kPaG
	消防主管网	6"	主管网消防水流速为 4.12m/s	不满足	更换主管网，主管网由 6"更换为 8"
	喷淋阀	4"	喷淋阀后消防水流速为 7.02m/s	不满足	更换喷淋阀，喷淋阀由 4" 更换为 6"

d. 电潜泵地面设备校核和改造

WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台部分提液井提液前后用电量变化不大，原有电潜泵地面设备无需改造就能满足提液后的供电需求。本报告仅对提液前后用电量变化较大，原有设施无法满足供电需求的设备做详细列表。具体情况见表 3.2-7。

表 3.2-7 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台需更换电潜泵地面设备

平台	井号	电潜泵地面设备				备注
		目前变压器 (kVA)	需要变压器 (kVA)	目前控制柜 (kW)	需要控制柜 (kW)	
WC14-3WHPA	A1	400	630	250	500	需更换电潜泵地面设备
	A4S1	400	630	160	433	
WC8-3WHPA	A2	400	500	315	400	需更换电潜泵地面设备
	A6	160	315	132	250	



e. 总体布置改造

WC14-3WHPA 和 WC8-3WHPA 平台总体布置具体改造内容见表 3.2-8 和表 3.2-9。WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台中层甲板和底层甲板平面布置改造详见图 3.2-2 至图 3.2-5。

表 3.2-8 WC14-3WHPA 平台总体布置具体改造内容

WC14-3WHPA 平台甲板	扩甲板	增加设备	拆除设备
中层甲板	东侧分别扩 15.85m×6.4m 和 4.2m×3.1m。	脱水橇、水力旋流器橇、气浮选器橇、化学药剂注入橇。	/
底层甲板	东侧外扩 6.85m×2.1m。	闭排泵、电动消防泵。	旧闭排泵过滤器、旧闭排泵、电动消防泵。

表 3.2-9 WC8-3WHPA 平台总体布置具体改造内容

WC8-3WHPA 平台甲板	扩甲板	增加设备	拆除设备
中层甲板	东侧分别扩 15.85m×6.4m 和 4.2m×3.1m。	脱水橇、水力旋流器橇、气浮选器橇、化学药剂注入橇。	/
底层甲板	东北角外扩 4.85m×3.2m。	闭排泵、电动消防泵。	旧闭排泵过滤器、旧闭排泵、电动消防泵。

a. 结构重量校核

• WC14-3WHPA 平台

WC14-3WHPA 平台中层甲板新增设备重量 52.7t；底层甲板新增设备重量 1.5t。改造新增结构重量约 32t。

WC14-3WHPA 平台极端工况下，最大允许受压荷载为 31933kN，相比详细设计最大单桩压力尚有 5019kN（即 501.9t）的富裕。



WC14-3WHPA 平台本次改造预计总新增荷载为 86.2t, 小于 501.9t 富裕量, 故平台改造满足桩基承载力要求。

- WC8-3WHPA 平台

WC8-3WHPA 平台中层甲板新增设备重量 52.7t; 底层甲板新增设备重量 1.5t。改造新增结构重量约 28.9t。

WC8-3WHPA 平台极端工况下, 最大允许受压荷载为 31533kN, 相比详细设计最大单桩压力尚有 3010kN (即 301t) 的富裕。

WC8-3WHPA 平台本次改造预计总新增荷载为 83.1t, 小于 301t 富裕量, 故平台改造满足桩基承载力要求。

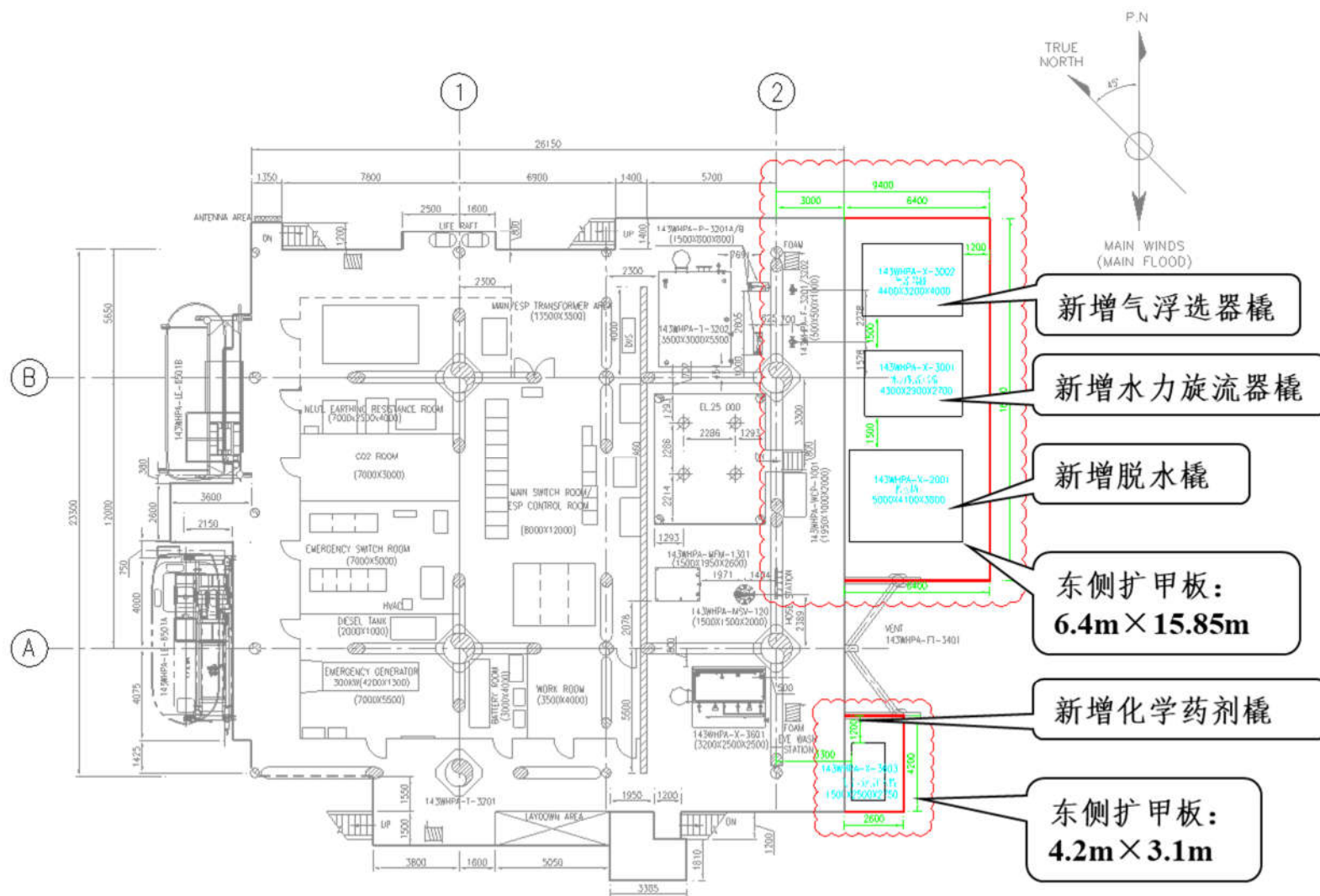


图 3.2-2 WC14-3WHPA 平台中层甲板总体布置改造 (新增水力旋流器橇、脱水橇、气浮选器橇, 化学药剂橇)

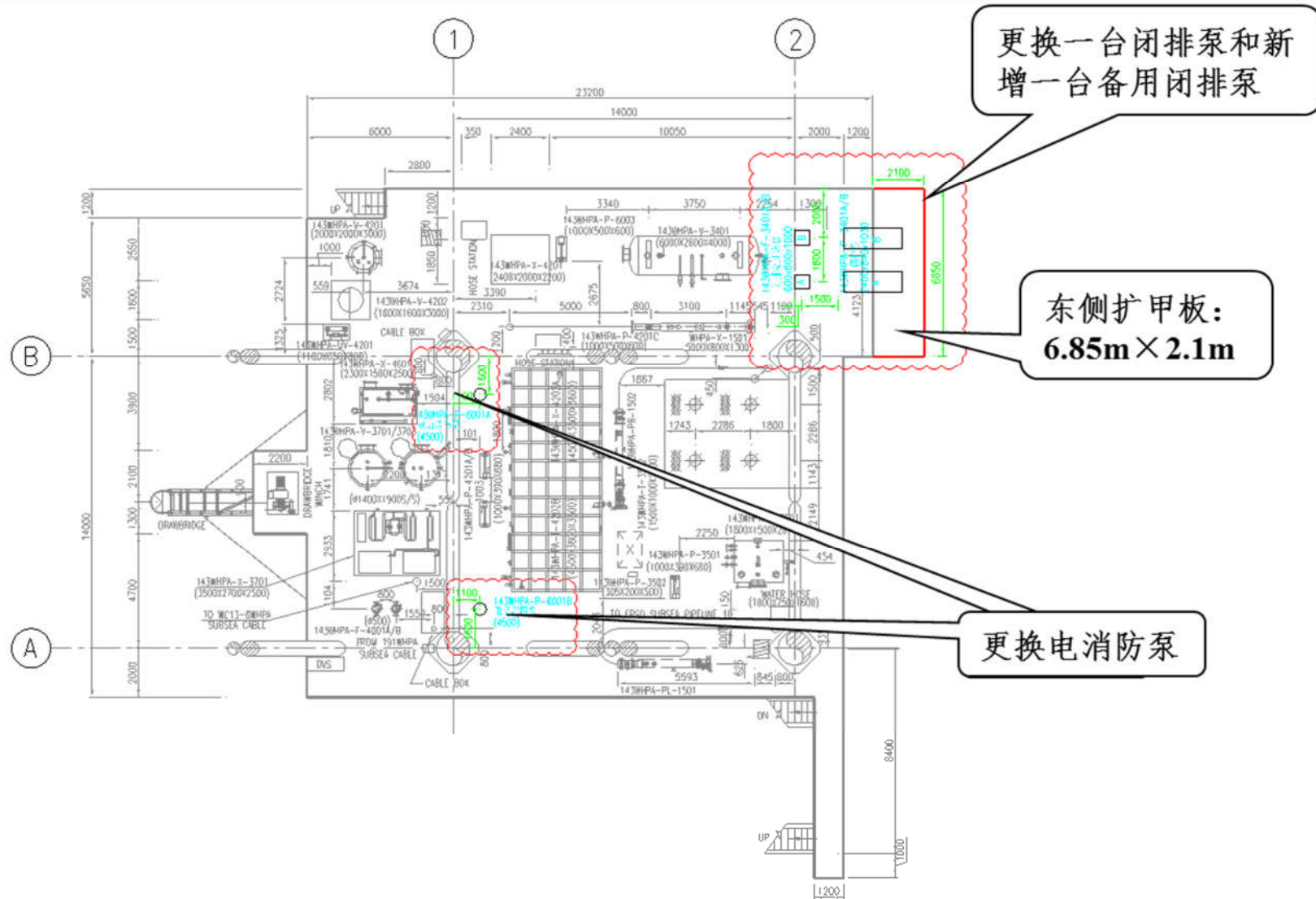


图 3.2-3 WC14-3WHPA 平台底层甲板总体布置改造（更换/新增闭排泵，更换电消防泵）

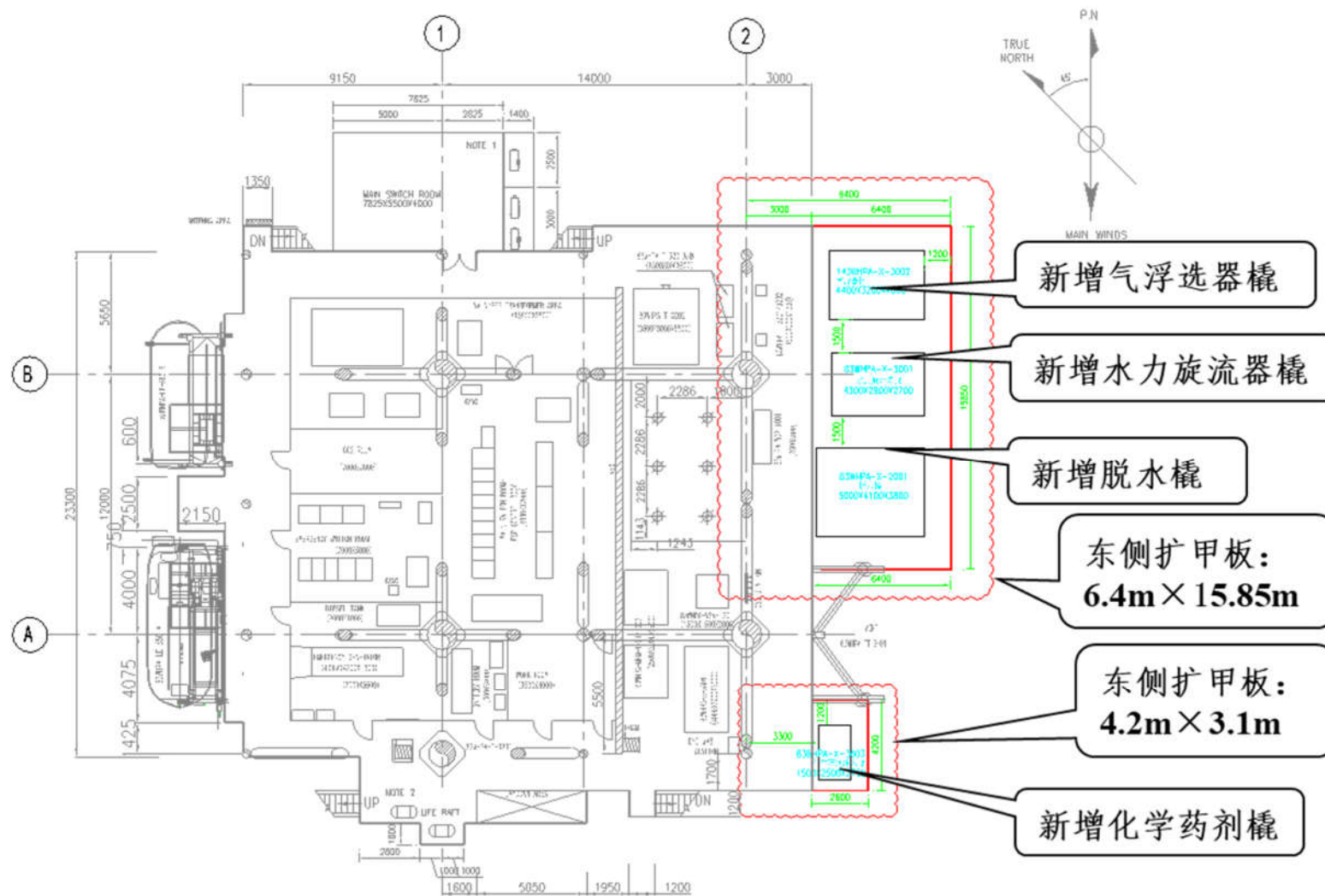


图 3.2-4 WC8-3WHPA 平台中层甲板总体布置改造（新增水力旋流器橇、脱水橇、气浮选器橇，化学药剂橇）

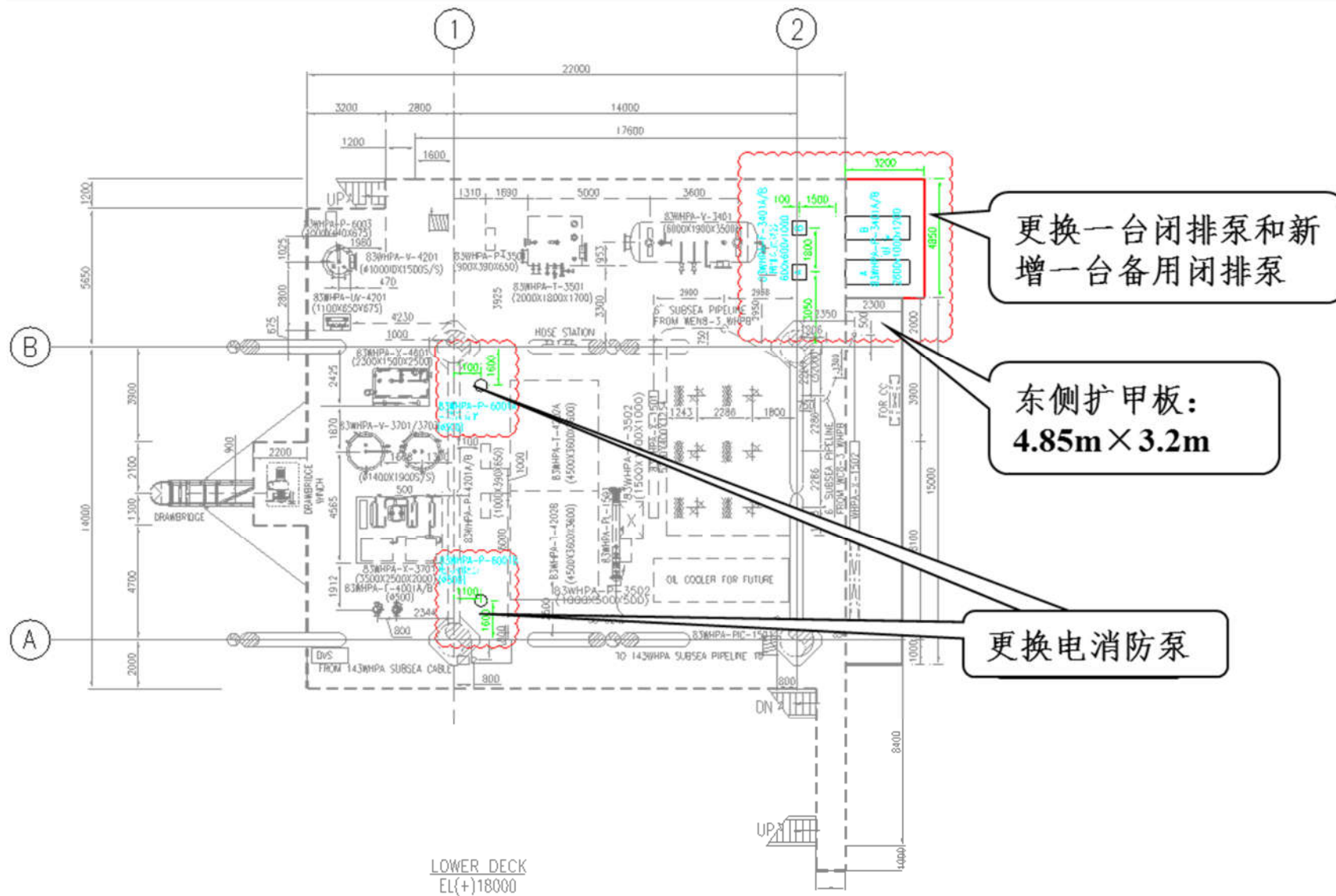


图 3.2-5 WC8-3WHPA 平台底层甲板总体布置改造（更换/新增闭排泵，更换电消防泵）



3.2.1.3 “海洋石油 116”FPSO 校核

a. 原油处理系统校核

“海洋石油 116”FPSO 原油处理系统分为两部分：轻质系统和 中质系统。其中轻质系统用于处理来自文昌 14-3 油田和文昌 15-1 油田的物流；中质系统用于处理来自文昌 19-1 油田的物流。文昌 8-3/14-3 油田提液后，“海洋石油 116”FPSO 原油处理系统轻质系统处理量增加，提液后“海洋石油 116”FPSO 生产物流接收量见表 3.2-10。

根据表 3.2-10 可知，轻质系统需要处理的最大油、气、液 的量分别为 [REDACTED]；原油处理系统校核结果见表 3.2-11。



表 3.2-10 “海洋石油 116”FPSO 生产物流接收量



表 3.2-11 “海洋石油 116”FPSO 原油处理系统校核结果

系统	轻质系统			
	一级分离器		二级分离器	
	设计能力	需处理量	设计能力	需处理量
油 m ³ /d	5880	1451	5760	1451
气 Sm ³ /d	210840	54980	51200	13745
液 m ³ /d	8160	8710*	6480	2745
校核 结果	满足要求		满足要求	

注：轻质系统中一级分离器液相处理量大于处理能力，经过计算，在处理液相为 8710m³/d 的情况下，液相停留时间为 12min，二级分离器推荐液相停留时间 3-5min，一级分离器液相处理能力满足处理需求。

根据上表校核结果，“海洋石油 116”FPSO 原油处理系统处理能力可满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的生产需求，无需改造。

b. 生产水处理系统校核

“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统处理来自于轻质系统和 中质系统分离器、电脱水器的生产水。文昌 14-3/8-3 油田提液后输送至“海洋石油 116”FPSO 的最大生产水量为 17972m³/d，发生在 2023 年，小于“海洋石油 116”FPSO 的生产水处理能力 18000m³/d，“海洋石油 116”FPSO 生产水处理能力可满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的生产需求，无需改造。生产水处理系统流程见图 3.2-6。生产水处理系统校核结果见表 3.2-12。

表 3.2-12 “海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统校核结果

设备处理量	生产水舱 24000m ³ /d	生产水增压泵 18000m ³ /d	水力旋流器 12480m ³ /d	纤维球 12000m ³ /d
			气浮装置 6000m ³ /d	气浮装置 6000m ³ /d
处理量合计	24000m ³ /d	18000m ³ /d	18480m ³ /d	18000m ³ /d
最大处理量	17972m ³ /d	17972m ³ /d	17972m ³ /d	17972m ³ /d
校核结果	满足要求	满足要求	满足要求	满足要求

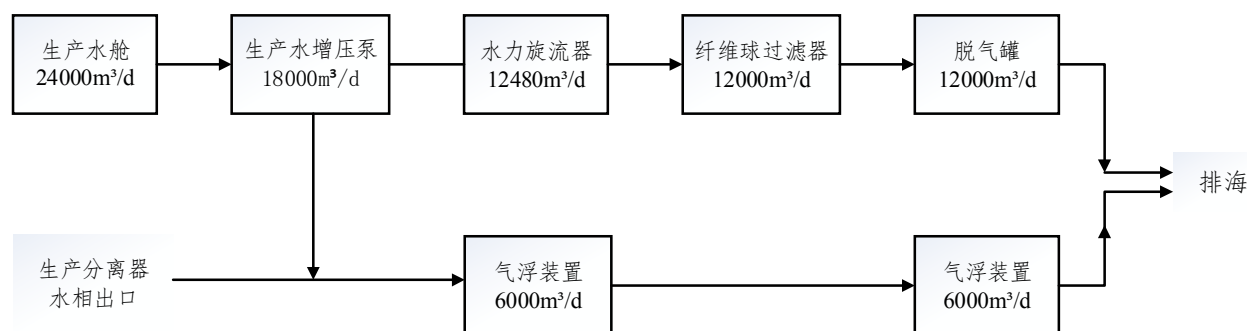


图 3.2-6 “海洋石油 116” FPSO 生产水处理系统流程

3.2.1.4 相关海管校核

文昌油田群产能释放二期项目相关海管典型年份校核结果见表 3.2-13。

根据校核结果，文昌油田群产能释放二期项目相关海底管道的最大起输压力均小于该海底管道的设计压力，现有海底管道均可以满足提液后的输送要求。对于海管温降，由于文昌 8-3 油田东区原油倾点为 12℃，文昌 8-3 油田和文昌 14-3 油田原油凝点都为 9℃，都低于最低环境温度，海管温降可满足输送要求。



表 3.2-13 文昌油田群产能释放二期项目相关海管典型年份校核结果



3.2.2 新增电站方案

3.2.2.1 概述

“海洋石油 116” FPSO 是文昌油田群的电力中心，FPSO 上设一座主电站，包括 3 台 6020kW（现场功率）燃气透平发电机，正常工况下两用一备，外输时三台同时运行。主电源经过单点上两组电滑环和两条复合海底电缆向 WC19-1WHPA 平台供电，通过 WC19-1WHPA 平台上的 2 台升压变压器、1 台隔离变压器以及 4 条复合海底电缆分别向 WC15-1WHPA 平台、WC14-3WHPA 平台及 WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 平台供电，并利用 WC14-3WHPA 平台上的 35 kV 开关柜及海底电缆分别为 WC8-3WHPA、WC8-3WHPB 和 WC13-6WHPA 平台供电。

目前文昌油田群电网无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液的供电需求，为解决电力缺口问题，拟在 WC13-6WHPA 平台增加燃气透平电站，燃料气主要来自本油田自产天然气，现有 WC13-6WHPA 平台无油气处理系统，本项目拟在 WC13-6WHPA 平台增加生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机等。WC13-6WHPA 平台增加电站除为本平台供电以外，通过现有的海底电缆为 WC8-3WHPA 和 WC8-3WHPB 平台供电。

3.2.2.2 工艺系统改造

现有 WC13-6WHPA 平台无油气处理系统，平台新增电站后需利用本平台自产天然气作为燃料气供燃气透平发电使用。为了将井口天然气分离出来用作燃料气，需在 WC13-6WHPA 平台上新增生产分离器。工艺系统改造后的流程为：平台井口物流汇合后送至新增生产分离器进行油气分离，分离出的油水混合物进入到海管，通过海管输送至 WC14-3WHPA 平台，分离出的天然气送至 WC13-6WHPA 平台新增的燃料气处理系统处理后用于电站发电。WC13-6WHPA 平台主工艺改造流程见图 3.2-7。新增设备参数详见表 3.2-14。

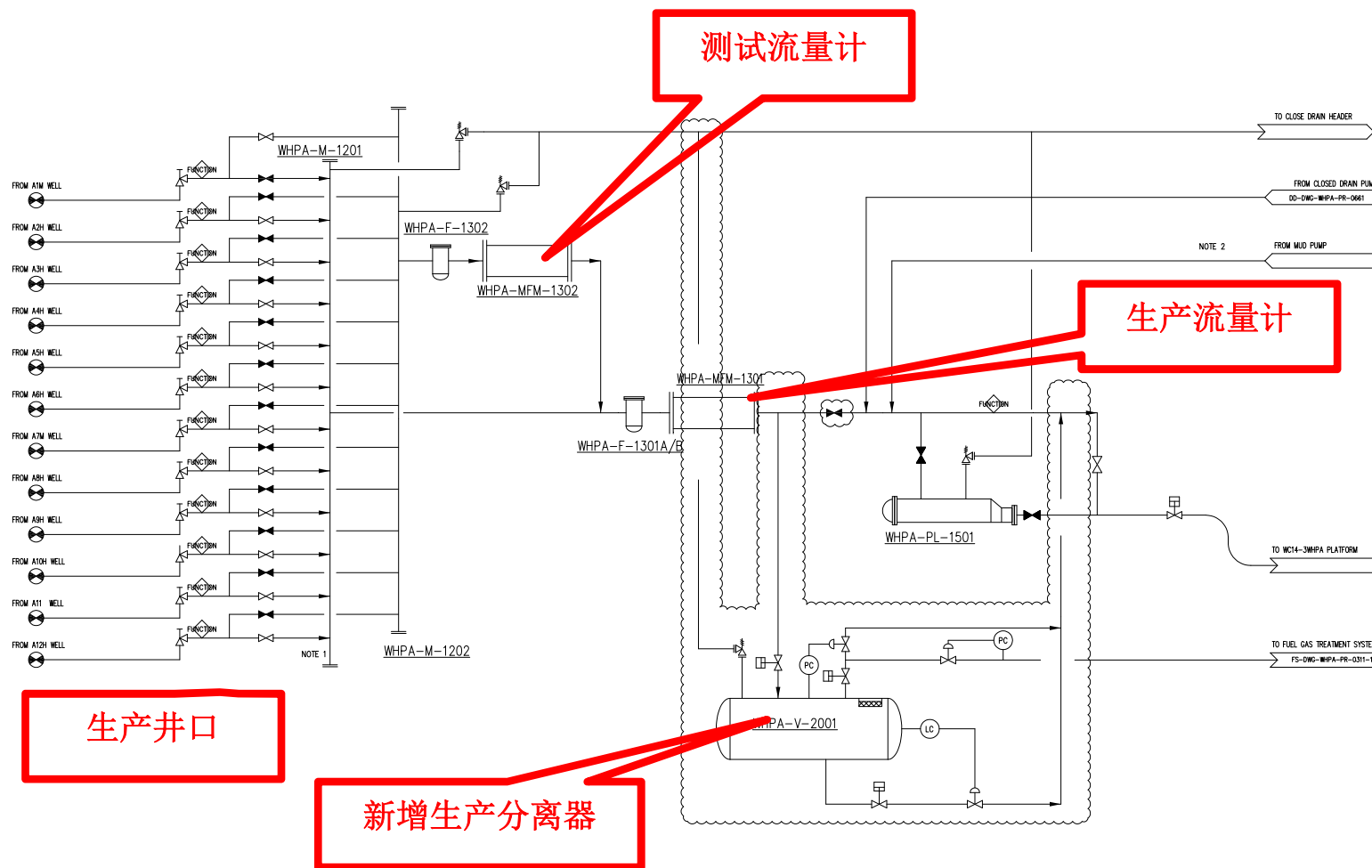


图 3.2-7 WC13-6WHPA 平台新增生产分离器工艺流程图



表 3.2-14 WC13-6WHPA 平台工艺系统新增设备参数

名称	位号	规格参数
生产分离器	WHPA-V-2001	尺寸: 1.5m(ID) × 4.0m(T/T) 设计压力/温度: 4000 kPaG/103℃ 操作压力/温度: 2864 kPaG/22~73℃

3.2.2.3 新增燃料气处理系统

WC13-6WHPA 平台新增燃料气处理系统采用涤气罐+聚结过滤器的处理流程,设计处理量为 2554m³/h。WC13-6WHPA 平台新增燃料气处理流程见图 3.2-8。新增设备参数详见表 3.2-15。WC13-6WHPA 平台逐年发电量和逐年耗气量见表 3.2-16。

表 3.2-15 WC13-6WHPA 平台燃料气处理系统设备参数

名称	位号	规格参数
燃料气冷却器	WHPA-WC-3101	处理量: 2554Sm ³ /h 设计压力/温度: 2350 kPaG/103℃ 操作压力/温度: 2000 kPaG/22~73℃
燃料气涤气罐	WHPA-V-3101	处理量: 2554Sm ³ /h 设计压力/温度: 2350 kPaG/103℃ 操作压力/温度: 2000 kPaG/22~73℃
聚结过滤器	WHPA-V-3102A/B	处理量: 2554m ³ /h 设计压力/温度: 2350 kPaG/103℃ 操作压力/温度: 1950 kPaG/22~73℃
燃料气加热器	WHPA-EH-3101	处理量: 2554m ³ /h 设计压力/温度: 2350 kPaG/103℃

表 3.2-16 WC13-6WHPA 平台逐年发电量和逐年耗气量

年度	逐年发电量	耗气量	
	kW	Sm ³ /h	Sm ³ /d
2021	2533	■	■
2022	2556	■	■
2023	2275	■	■
2024	2180	■	■
2025	2643	■	■



年度	逐年发电量	耗气量	
	kW	Sm ³ /h	Sm ³ /d
2026	2641	■	■
2027	2609	■	■
2028	2338	■	■

利旧燃气透平发电机 2 台机组，一用一备，为双燃料型，备用燃料为柴油。WC13-6WHPA 平台新增燃气透平发电机、备用燃料柴油罐等设备，燃料供给流程图详见图 3.2-9。主要设备参数见表 3.2-17。

表 3.2-17 WC13-6WHPA 平台透平及备用燃料柴油罐等设备参数

名称	位号	规格参数
透平柴油日用罐	WHPA-T-7001	容积:40m ³
燃气透平发电机	WHPA-GTG-7001A/B	功率:3515kW
柴油增压泵	WHPA-P-7001A/B	处理量: 3.7m ³ /h

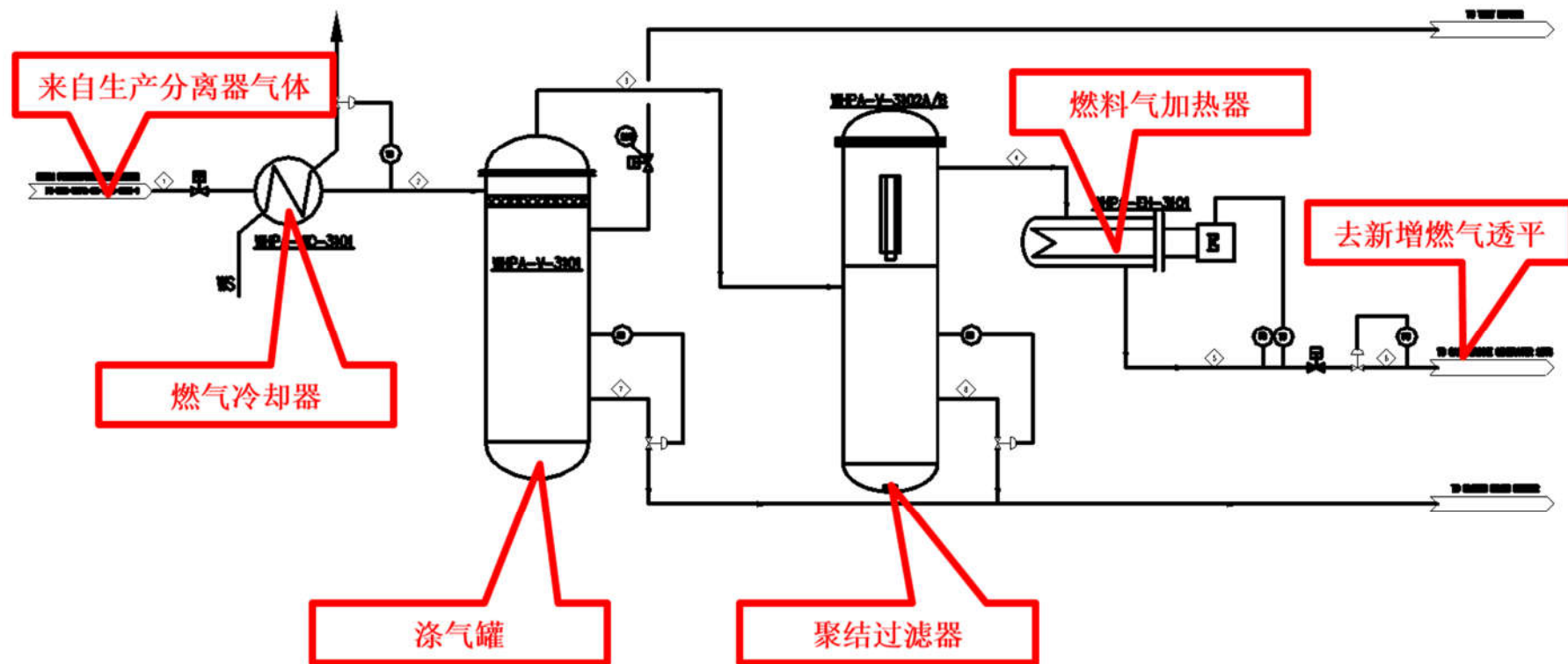


图 3.2-8 WC13-6WHPA 平台新增燃料气处理流程图

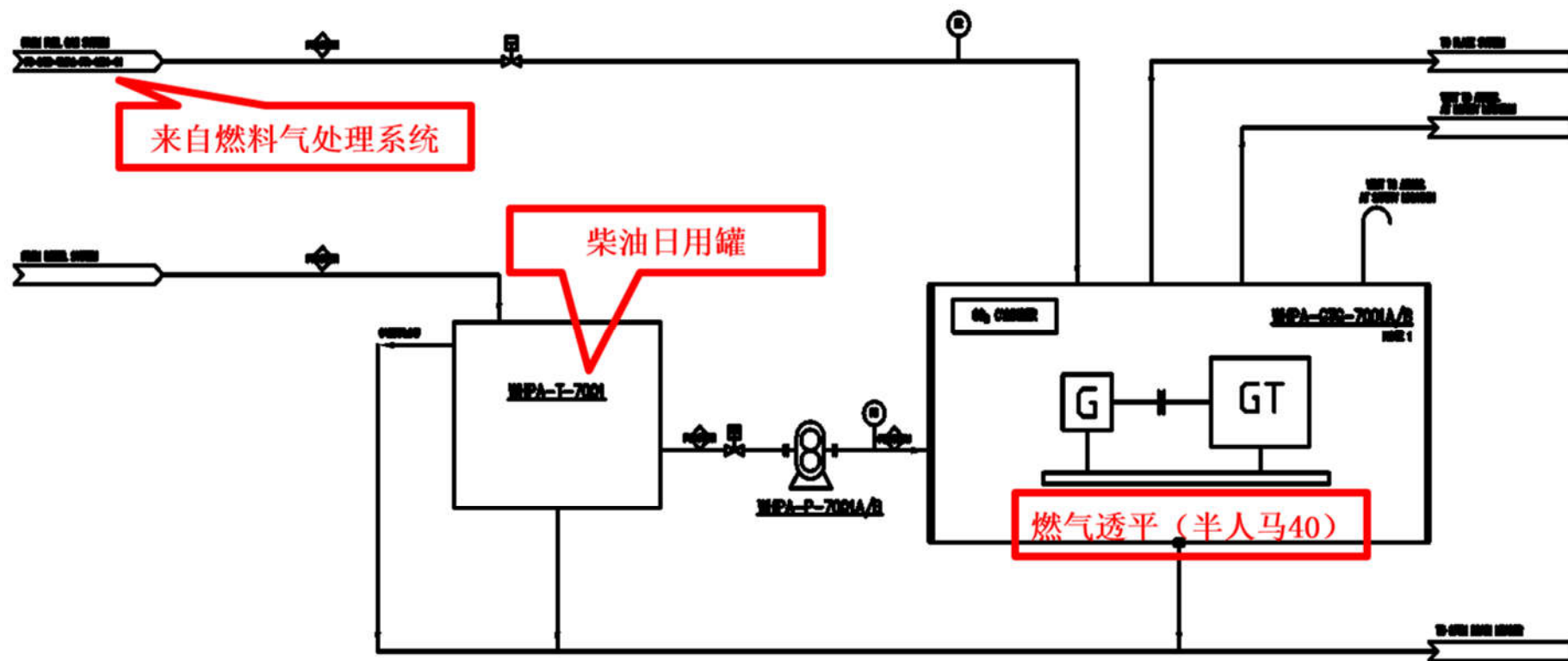


图 3.2-9 WC13-6WHPA 平台燃料供给流程图

3.2.2.4 平台校核

WC13-6WHPA 平台新增电站后，多个工艺系统参数发生变化，需对其进行校核，校核结果见表 3.2-18。经校核，除更换事故放空管线以外，海水系统、化学药剂系统/仪表风公用风系统、开排系统均满足平台新增电站后的要求，无需改造。

表 3.2-18 WC13-6WHPA 平台校核结果

名称	设施现状	校核情况	校核结论
海水系统	海水提升泵：60m ³ /h（两台，一用一备）	新增燃料气换热器，海水耗量为 1.75m ³ /h，现有海水系统可以满足供水要求。	满足要求
化学药剂系统/仪表风公用风系统	缓蚀剂罐：2m ³ 缓蚀剂注入泵：0.0015m ³ /h 备用罐：2m ³ 备用泵：0.0015m ³ /h 空气压缩机：850Sm ³ /h（一用一备）	现有化学药剂系统可以满足要求；新增设备公用仪表风用量较小，现有设备满足要求。	满足要求
开排系统	开排罐：35m ³ 开排泵：10m ³ /h	改造后新增甲板面积为 176 m ² ，增加雨水量为现有开排系统可以满足要求。	满足要求
闭排/事故放空系统			需更换事故放空管线： 放空管：4in 长度：15m

3.2.2.5 总体布置改造

WC13-6WHPA 平台总体布置具体改造内容见表 3.2-19。WC13-6WHPA 平台中层甲板平面布置改造详见图 3.2-10。东侧外扩 14m×3m，主要布置燃气透平发电机、柴油增压泵、生产分离器、燃料气涤气罐、聚结过滤器、燃料气加热器和透平柴油日用罐等设备，夹层南侧扩 10.8m×3m，夹层北侧扩 9.5m×3.3m，主要布置 2 间库房。

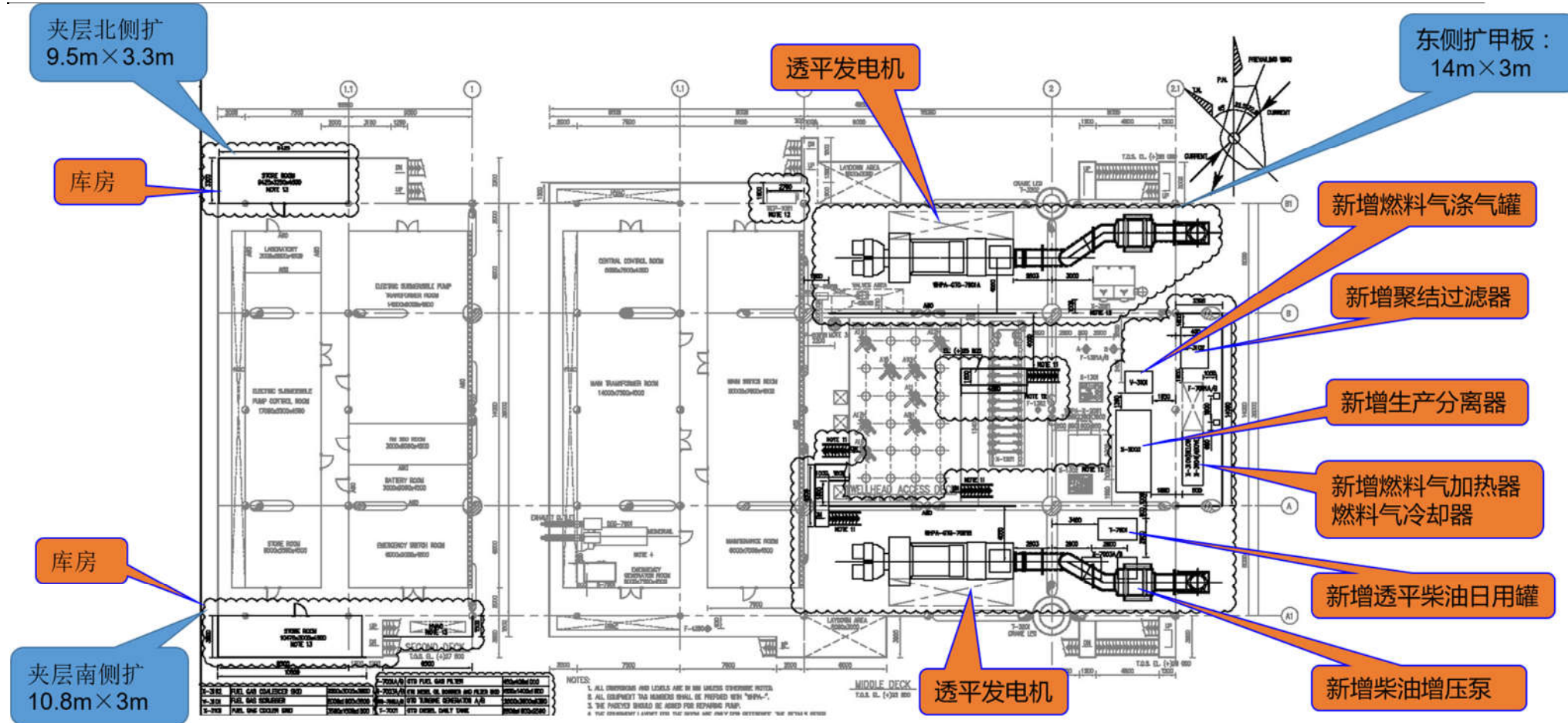


图 3.2-10 WC13-6WHPA 平台中层甲板平面布置改造图



表 3.2-19 WC13-6WHPA 平台总体布置具体改造内容

WC13-6WHPA 平台甲板	扩甲板	增加设备	房间（棚）
中层甲板	东侧外扩 14m×3m； 夹层南侧扩 10.8m×3m； 夹层北侧扩 9.5m×3.3m	燃气透平发电机、柴油 增压泵、生产分离器、 燃料气涤气罐、聚结过 滤器、燃料气加热器、 燃料气冷却器和透平柴 油日用罐。	2 间库房

3.2.2.6 结构重量校核

WC13-6 WHPA 平台新增燃气透平发电机组等设备重量约为 154.5t，设备布置新增的甲板重量约 100t。

WC13-6 WHPA 平台极端工况下，单桩最大允许受压荷载为 49787kN，相比详细设计最大单桩压力尚有 9771kN（即 977.1t）的富裕。

WC13-6 WHPA 平台本次改造预计总新增荷载为 254.5t，小于 977.1t 富余量，故平台改造满足桩基承载力要求。

3.3 施工方案

WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台施工过程中，首先对平台甲板进行扩建，新增和更换设备利用油田现有的支持船舶进行海上运输，无需新增专业海洋工程船舶进行支持；利用平台现有吊机吊装到平台后进行组装，组装完工后进行调试；新增发电机撬块由于整体重量超过平台吊机调运能力，发电机拆分后再利用平台吊机调运到平台后进行组装调试。

3.3.1 新扩甲板施工

新扩甲板都采用现场搭建脚手架，现场预制施工的形式进行。

3.3.2 设备吊装

WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 所有的设备安装采用总体吊装方案。根据现场现有吊机资源、机械设备尺寸及重量，将采用平台吊机和导链拖拉等方式协同对机械设备进行吊装。



WC13-6WHPA 平台新增发电机撬块由于整体重量超过平台吊机调运能力，发电机拆分后再利用平台吊机调运到平台。

更换的旧设备需拆除，旧撬拆除时分块拆除，拆除后的部件用平台吊机吊走。

设备采用平台吊机吊装至卸货区或临时吊装区，导链拖拉就位。安装顺序由下往上安装，底层设备就位后再进行上一层安装。

3.3.3 施工工期及施工人数

文昌油田群产能释放二期的海上施工作业内容、工期和施工人员见表 3.3-1。各平台施工期 80-90 天，参加施工作业人员 20-30 人。

表 3.3-1 文昌油田群产能释放二期的海上施工作业内容、工期及人员

作业内容		作业人数 (人)	作业期 (d)	作业船舶
平台改造、设备安装及调试	WC14-3WHPA 平台	20	90	支持船 1 艘 (无新增)
	WC8-3WHPA 平台	20	90	
	WC13-6WHPA 平台	30	80	

3.4 项目各阶段产污环节与污染物分析

文昌油田群产能释放二期项目在海上施工阶段、生产阶段排放的污染物会对项目周围的海洋环境产生不利影响。本节将根据各阶段的作业内容，分析本项目开发过程中可能产生污染物的环节及污染物的种类。

3.4.1 海上施工阶段

文昌油田群产能释放二期项目海上施工作业主要包括 WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 三个平台甲板的扩建和改造、新增设备的安装及调试等。

海上平台甲板扩建、改造及设备的安装等过程中，施工人员将产生少量的生活污水、食品废弃物等生活垃圾，旧设备更换拆除、新设备安装、甲板扩建、改造过程中还将产生一定量的生产垃圾。

海上施工阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.4-1。

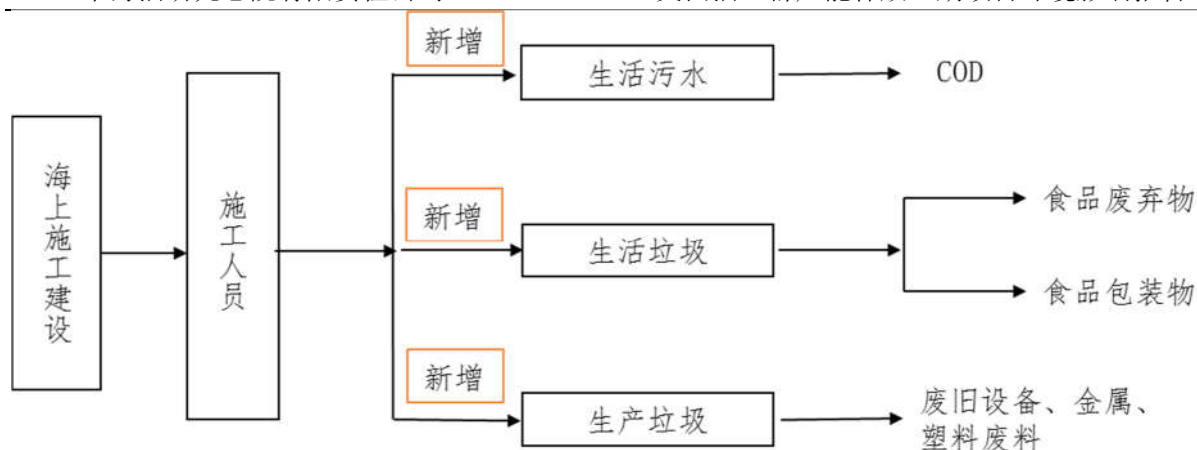


图 3.4-1 产能释放二期项目海上施工阶段的产污环节及污染物种类

3.4.2 海上生产阶段

文昌油田群产能释放二期项目投产后，正常生产阶段主要新增 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台含油生产水的排放，新增 WC13-6WHPA 平台发电废气和发电机冷却水的排放。由于原有工程的作业人员不变，产生的生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及机舱含油污水等污染物不变。生产阶段产污环节及污染物种类参见图 3.4-2。

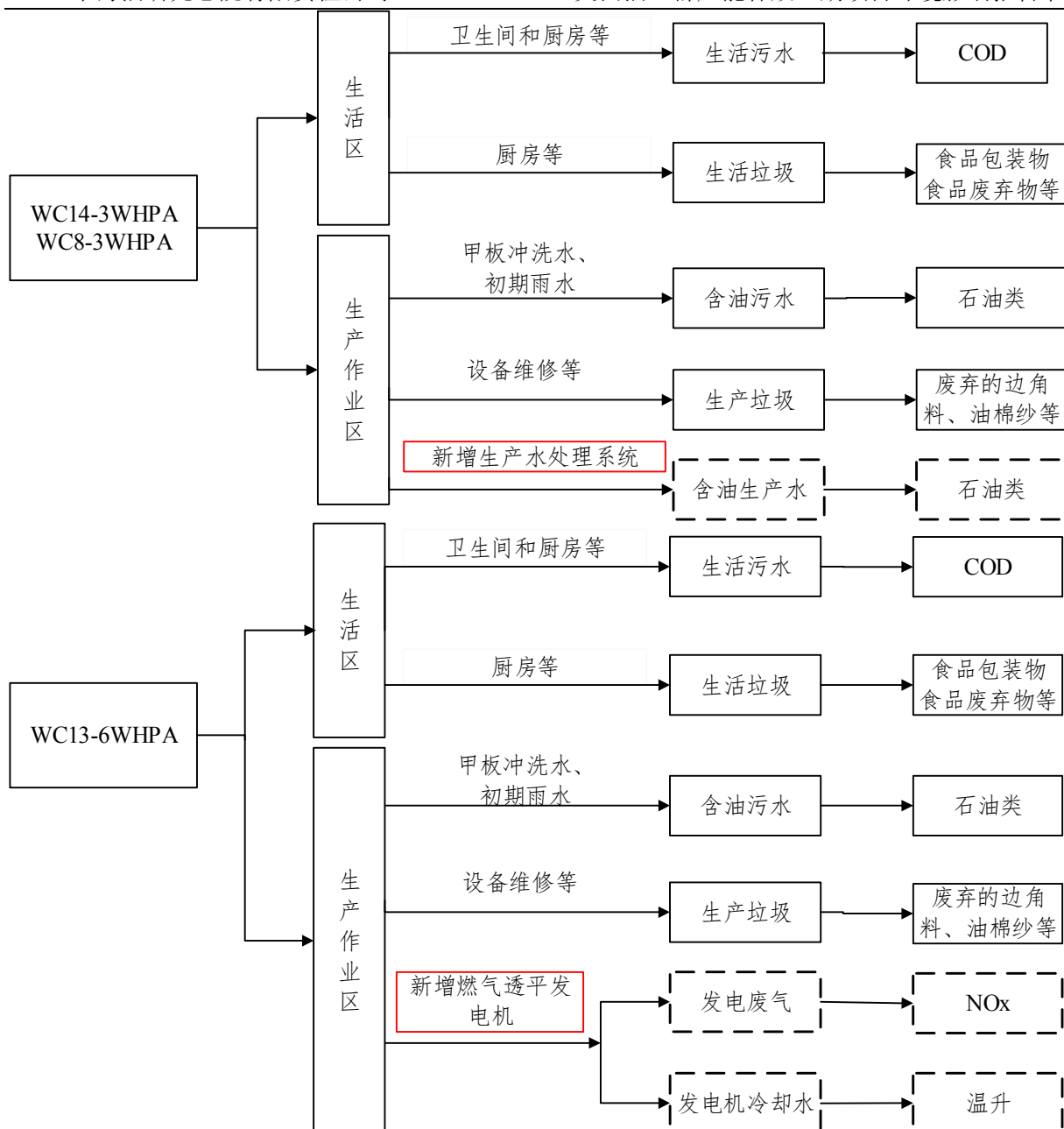


图 3.4-2 产能释放二期项目生产阶段的产污环节及污染物种类

3.5 项目各阶段污染源强核算

根据上一节分析结果，文昌油田群产能释放二期项目各阶段产生的污染物主要包括含油生产水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、发电机废气和发电机冷却水等。以下是对各阶段所产生的各种污染源强核算结果。

3.5.1 施工阶段

施工阶段污染物包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、生产垃圾等。



施工阶段生活污水处理达标后间断排海；除食品废弃物以外的生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理。

根据施工期作业人数、作业天数和参与作业的船舶种类及数量，经估算，将产生生活污水 2100 m³、生活垃圾 9.0t、生产垃圾 3.56t。本项目施工阶段污染物核算结果详见表 3.5-1。

表 3.5-1 本项目施工阶段污染物核算结果

作业内容		作业人数 (人)	作业期 (d)	生活污水 (m ³)	生活垃圾 (t)	生产垃圾 (t)	作业船舶
平台改造、设备安装及调试	WC14-3WHPA	20	90	630	2.7	1.23	支持船 1 艘 (无新增)
	WC8-3WHPA	20	90	630	2.7	1.23	
	WC13-6WHPA	30	80	840	3.6	1.10	
汇总		-	-	2100	9.0	3.56	-

注：生活污水产生量为 0.35m³/ (人·日)；生活垃圾为 1.5kg/ (人·日)；生产垃圾大型船舶为 5t/a、小型船舶为 0.5t/a；其中大型船舶主要是铺管船、浮吊船和驳船等，小型船舶主要是拖轮和值班船等。

3.5.2 生产阶段

3.5.2.1 含油生产水

文昌油田群产能释放二期项目投产后，WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台分别在本平台脱除部分含油生产水并处理达标后排放，其余生产物流及污染物处理均依托“海洋石油 116”FPSO。本项目投产后文昌油田群各平台生产水逐年排放量见表 3.5-2。

表 3.5-2 项目投产后文昌油田群各平台生产水逐年排放量 (m³/d)

年份	WC8-3WHPA	WC14-3WHPA	WC19-1WHPA	WC19-1WHPB	WC19-1WHPC	WC8-3WHPB	FPSO 116	总排放量
2021	3470	2127	3000	1570	3350	1400	16741	31658
2022	3676	2297	3000	1570	3350	1400	17879	33172
2023	2444	1160	3000	1570	3350	1400	17972	30896
2024	1863	581	3000	1570	3350	1400	17962	29726
2025	4237	2963	3000	1570	3350	1400	17960	34480
2026	4237	2970	3000	1570	3350	-	17969	33096
2027	4237	2980	3000	1570	3350	-	13669	28806



年份	WC8-3 WHPA	WC14- 3WHPA	WC19- 1WHPA	WC19- 1WHPB	WC19- 1WHPC	WC8-3 WHPB	FPSO 116	总排 海量
2028	2747	3000	3000	1570	3350	-	13238	26905
批复	-	-	3000	1570	3350	1400	17977	-
最大 排放 量	4237	3000	3000	1570	3350	1400	17972	-

由于原有工程的作业人员和作业船舶未发生变化，原有工程的机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物产生及排放量不变。正常生产阶段，本项目污染物含油生产水量发生了变化。WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台含油生产水的最大排放量分别为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ($109.5\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$) 和 $4237\text{m}^3/\text{d}$ ($154.65\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)。“海洋石油 116”FPSO 含油生产水的最大排放量为 $17972\text{m}^3/\text{d}$ ($655.98\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)。

3.5.2.2 发电机废气

文昌 13-6 油田天然气组分无 H_2S 组分，WC13-6WHPA 平台发电过程中产生的废气为 NO_x 。根据 NO_x 产污系数（燃烧 1m^3 气产生 9.82g NO_x ），2025 年 WC13-6WHPA 平台发电耗气量最大，约 23258m^3 。经核算， NO_x 在本平台的最大排放量约为 $228.4\text{kg}/\text{d}$ ($83.37\text{t}/\text{a}$)。

3.5.2.3 发电机冷却水

WC13-6WHPA 平台新增透平发电机，发电机运行过程中会有少量的发电机冷却水产生，本项目取用海水作为冷却水，最大海水冷却水量为 $6\text{m}^3/\text{h}$ ($52560\text{m}^3/\text{a}$)，排海温度 35°C 。

3.5.2.4 项目投产前后污染物排放量变化

文昌油田群产能释放二期项目建成前后 WC14-3WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO 各污染物产生/排放情况对比见表 3.5-3。



表 3.5-3 项目投产前后各污染物产生/排放情况对比

平台	污染物	污染物产生量/排放量		增减量	处理/排放方式
		项目投产前	项目投产后		
WC14-3WHPA	含油生产水	0	109.5×10 ⁴ m ³ /a (最大)	+109.5×10 ⁴ m ³ /a	在本平台处理达标后连续排放 (石油类含量≤45mg/L)
	生活污水	2438m ³ /a	2438m ³ /a	0	处理达标后间断排放 (COD 含量≤500mg/L)
	生活垃圾	22t/a	22t/a	0	食品废弃物处理至颗粒直径<25mm 后排放, 其它运回陆地处理
	生产垃圾	6t/a	6t/a	0	运回陆地处理
WC8-3WHPA	含油生产水	0	154.65×10 ⁴ m ³ /a (最大)	+154.65×10 ⁴ m ³ /a	在本平台处理达标后连续排放 (石油类含量≤45mg/L)
	生活污水	2438m ³ /a	2438m ³ /a	0	处理达标后间断排放 (COD 含量≤500mg/L)
	生活垃圾	22t/a	22t/a	0	食品废弃物处理至颗粒直径<25mm 后排放, 其它运回陆地处理
	生产垃圾	6t/a	6t/a	0	运回陆地处理
WC13-6WHPA	发电机废气	0	83.37t/a	+83.37t/a	发电燃烧后排放
	发电机冷却水	0	52560 m ³ /a	+52560 m ³ /a	间断排放
	生活污水	8668m ³ /a	8668m ³ /a	0	处理达标后间断排放 (COD 含量≤500mg/L)
	生活垃圾	52t/a	52t/a	0	食品废弃物处理至颗粒直径<25mm 后排放, 其它运回陆地处理
	生产垃圾	20t/a	20t/a	0	运回陆地处理



平台	污染物	污染物产生量/排放量		增减量	处理/排放方式
		项目投产前	项目投产后		
FPSO	含油生产水	656.16×10 ⁴ m ³ /a(最大)	655.98×10 ⁴ m ³ /a (最大)	-1.8×10 ³ m ³ /a	处理达标后连续排放 (石油类含量 ≤45mg/L)
	生活污水	22995m ³ /a	22995m ³ /a	0	处理达标后间断排放 (COD含量 ≤500mg/L)
	生活垃圾	54t/a	54t/a	0	食品废弃物处理至颗粒直径<25mm后排放, 其它运回陆地处理
	生产垃圾	60t/a	60t/a	0	运回陆地处理
	伴生天然气	0.42×10 ⁸ m ³ /a	0.42×10 ⁸ m ³ /a	0	发电机燃料/火炬燃烧后排放

3.6 环境影响评价因子筛选

文昌油田群产能释放二期项目施工阶段施工作业人员将产生少量的生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。项目投产后, 正常生产阶段主要新增 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台含油生产水的排放。由于原有工程的作业人员和作业船舶不变, 产生的生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及机舱含油污水等污染物不变。项目不涉及新建平台等生产设施, 其对水文动力、地形地貌与冲淤环境无影响。本项目环境影响要素的识别见表 3.6-1。

根据本项目各阶段各种污染物的产生量/排放量及其处理或排放方式和环境影响要素识别结果, 通过综合判断可识别出各因子对环境的相对影响程度, 并由此确定本项目环境影响评价的重点评价因子为正常生产阶段含油生产水的排放以及潜在的事故性溢油。文昌油田群产能释放二期项目污染环境环境影响评价因子和非污染环境环境影响评价因子筛选详见表 3.6-2。



表 3.6-1 本项目环境影响因素识别

环境要素 作业内容		海洋环境				海洋生态			海洋资源利用			社会发展	
		水质	底质	地貌	大气	浮游生物	底栖生物	渔业资源	渔业捕捞	水产养殖	船舶运输	就业	经济
施工阶段	甲板扩建和改造	●									●		
	新增设备的安装及调试	●									●	○	○
油气生产	原油生产											△	△
	含油生产水	▲	▲			▲	▲	▲					
	发电机冷却水												
事故	油气泄漏事故	●			●	●		●	●	●	●		

注：●短期不利影响；○短期有利影响；▲长期不利影响；△长期有利影响；空白为影响轻微或无影响。

表 3.6-2 本项目污染和非污染环境影响评价因子筛选

时段	环境要素	影响因子	工程内容及表征	影响程度
施工阶段	水环境	水质	施工阶段污染物的排放	+
生产阶段	水环境	水质	含油生产水等处理达标后排放	++
	底质环境	底质		+
	海洋生态	鱼卵/仔稚鱼		+
		底栖生物		+
	渔业资源	+		
事故风险	水环境	水质	事故性溢油对海洋生态的影响	+++
	底质环境	底质		+++
	海洋生态	海洋生物		+++

注：+ 表示环境要素所受影响程度为较小或轻微，进行简要的分析与影响预测；

++ 表示环境要素所受综合影响程度为中等，进行分析与影响预测；

+++ 环境要素所受影响程度为较大或较为敏感，进行重点分析与影响预测。



4 工程区域环境概况

4.1 自然环境概况

文昌油田群位于中国南海珠江口西部海域，距海南省文昌市以东约 130km，距岸最近距离约 113km，水深在 110m~150m 之间。

4.1.1 气象条件

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

4.1.1.1 气温

文昌油田群所在海域夏季高温、高湿时间长，年平均气温 26.8℃，7 月份平均气温最高，为 29.2℃，1 月份平均气温最低为 23.4℃。

4.1.1.2 降水/湿度

本海区终年云量较多，雨水充沛，雨日多，雨量大。年降水量约 1500mm。年暴雨日数平均为 7.5 天，最高可达 17 天。但本海区能见度好，出现雾的情况不多。

本海区最大相对湿度约为 100%，最小相对湿度约为 60%。

4.1.1.3 风况

本海区呈现出冬季风强而夏季风较弱的特点，冬季盛行东北风，夏季盛行南偏西风。冷空气一般从 9 月下旬开始影响文昌海域，到次年 5 月结束。冬季风以 ENE 向为主。从 10~12 月，ENE 方向频率最高，但 NNE 方向平均风速最大。强寒潮过程每年平均有 3.6 次，平均日数约 16 天。该海区夏秋季受台风影响，据统计，南海强热带风暴和台风每年平均出现 10 个，其中进入离文昌海区 300km 以内的海域，平均每年出现热带气旋约 7 个，其中 1.3 个为台风，1.5 个为强热带风暴，其余为热带风暴及热带低压。出现



最多的月份为 8 月,其次为 9 月和 7 月,10 月和 6 月亦有一定数量。表 4.1-1 为油田海域的风速-风向联合分布统计,从中可以看出,本海区主风向为 ENE,图 4.1-1 为工程区域风玫瑰。

表 4.1-1 油田海域风速-风向联合分布统计

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)	1.26	6.89	17.15	17.29	10.50	6.49	5.38	6.60
最大风速 m/s)	33.84	37.11	32.59	32.69	37.85	40.64	34.76	47.79
平均风速 m/s)	7.46	10.42	10.1	8.76	7.12	6.18	5.73	5.93
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	10.06	10.08	3.68	1.51	0.92	0.75	0.67	0.76
最大风速 m/s)	35.14	32.7	28.14	36.83	29.88	30.9	31.4	39.7
平均风速 m/s)	6.81	7.58	7.09	6.22	5.83	5.99	5.51	5.92

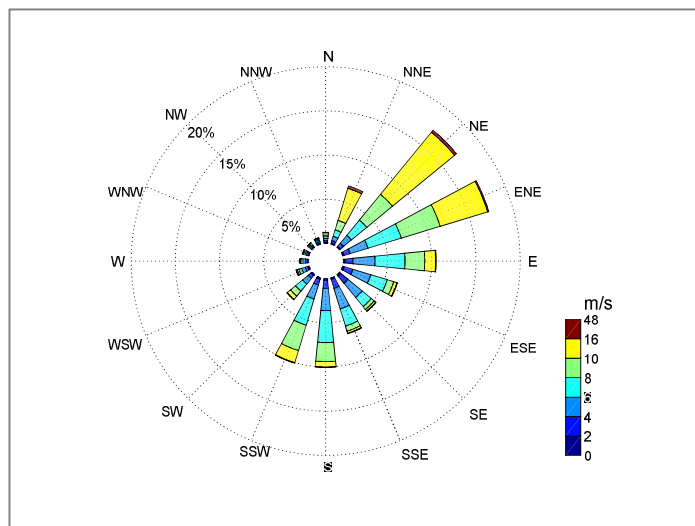


图 4.1-1 工程海域风玫瑰

4.1.2 水文条件

4.1.2.1 潮汐

本海区以不正规全日潮为主,潮差一般比较小。最高天文潮为 1.35m,最低天文潮位为-1.2m。油田海域的潮位特征数据见表 4.1-2。

表 4.1-2 潮位特征值

要素	以平均海平面起算 (m)
最高天文潮位	1.35
平均海平面	0.00
最低天文潮位	-1.20

4.1.2.2 海流

本海区的潮流主要为不正规半日潮流，潮流流速较小，一般在 10cm/s - 20cm/s 之间，只有在全日和半日分潮都是大潮时，潮流流速可达到 40cm/s 以上。

由于受季风影响，本海区表层海流呈现一定的季节性变化。其中冬季受北向风影响，表层海流南向流速较大；在夏季受西南风影响，表层海流北向流速较大。在台风和寒潮等极端天气影响下，该海区表层海流流速可超过 100cm/s。

4.1.2.3 波浪

根据该海区波浪模拟结果，本海区主浪向为 ENE，油田海域年统计有效波高-波向联合分布见表 4.1-3，波浪玫瑰图见图 4.1-2。

表 4.1-3 工程海区年统计有效波高-波向联合分布

方位	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)	0.72	3.00	14.5	29.55	12.83	3.97	3.6	4.15
方位	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	5.76	8.82	6.19	3.06	1.84	1.01	0.47	0.53

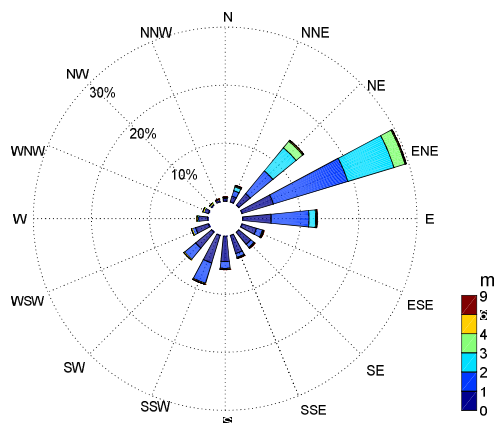


图 4.1-2 工程海域波浪玫瑰

4.1.3 地质地貌特征

文昌油田群位于中国南海珠江口西部海域，海底地形相对比较平缓，唯有琼州海峡在两端海水深度 20m~30m 的情况下出现东西向水深 50m~113m



的深水槽。其次，在油田海区的东南部有一北东向延伸、海水深度由 300m 突增至 2000 余米的地形陡变带，反映西沙海槽与大陆架之间海底地貌形态的变化。

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

4.2 海洋功能区划及相关政策

4.2.1 全国海洋主体功能区规划

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

文昌油田群距岸最近距离约 113km，位于“海南省海洋功能区划中”的珠江口盆地矿产与能源区，属于规划内的重点开发区域；本项目对现有设施进行改造，属于油气田开发工程，符合资源勘探开发区的要求。因此，本项目符合全国海洋主体功能区规划要求。

4.2.2 全国海洋功能区划及符合性分析

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

海洋功能区管理要求：“重点保障油气资源勘探开发的用海需求，支持



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

本项目属于海洋油气资源开发，与南海北部海域主要功能之一的矿产与能源开发具有一致性。本项目投产后，分离产生的生产水在已建设施进行达标排放，其对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响均在排放口周围，排污混合区外不会劣于现状水平。本项目将加强环境管理，形成有效的环境管理体系；制定油田溢油应急计划，并配备有效的溢油应急设备，防治海上溢油等重大海洋环境灾害和突发事件。

综上所述，本项目符合《全国海洋功能区划》（2011-2020年）要求。

4.2.3 海南省海洋功能区划及符合性分析

根据《海南省海洋功能区划（2011-2020年）》，文昌油田群位于珠江口盆地矿产与能源区范围内。周围海域和沿岸的海洋功能区主要分为海洋保护区、农渔业区、港口航运区、旅游休闲娱乐区、矿产与能源区及保留区等。本项目距离功能区中海洋保护区、旅游休闲与娱乐区、港口航运区、工业与城镇用海区、特殊利用区、保留区等均较远，最近距离在71km以上，不会对各功能区产生影响。本项目毗邻海域海洋功能区分布见图4.2-1，登记表见表4.2-1。

“珠江口盆地矿产与能源区”海域使用管理要求为：“主导用海类型为油气开采用海，钻探、测量、钻井作业等用海活动需征求相关部门意见。允许适度改变海域自然属性，可建设油气平台和输油管道。加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生，尽量避免对海域生态环境产生影响”。海洋环境保护要求为“合理开发海洋油气资源。海水水质标准、海洋沉积物质量标准、海洋生物质量标准应维持现状”。

本项目主要是对平台现有设施进行改造，项目投产后油田群生产水排放量有一定增加。根据预测结果，本项目新增生产水排放对表层水体的最大影响距离不超过 0.35km，影响范围较小。本项目投产后，分离产生的生产水在已建设施进行达标排放，其对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响均在排放口周围，排污混合区外不会劣于现状水平。

本项目已编制溢油应急计划，并配备有效的溢油应急设备，以避免发生重大环境污染事件。根据历次调查数据表明调查海域海水水质质量、海洋沉积物质量、海洋生物质量变化不大，基本符合一类标准。本项目符合《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》中珠江口盆地矿产与能源区的海域用途和用海方式要求，海域环境质量现状与海域环境保护要求一致。本项目的开发符合其所在的《海南省海洋功能区划》（2011~2020 年）中的珠江口盆地矿产与能源区的管理要求。因此，本项目开发符合《海南省海洋功能区划》（2011~2020 年）管理要求。

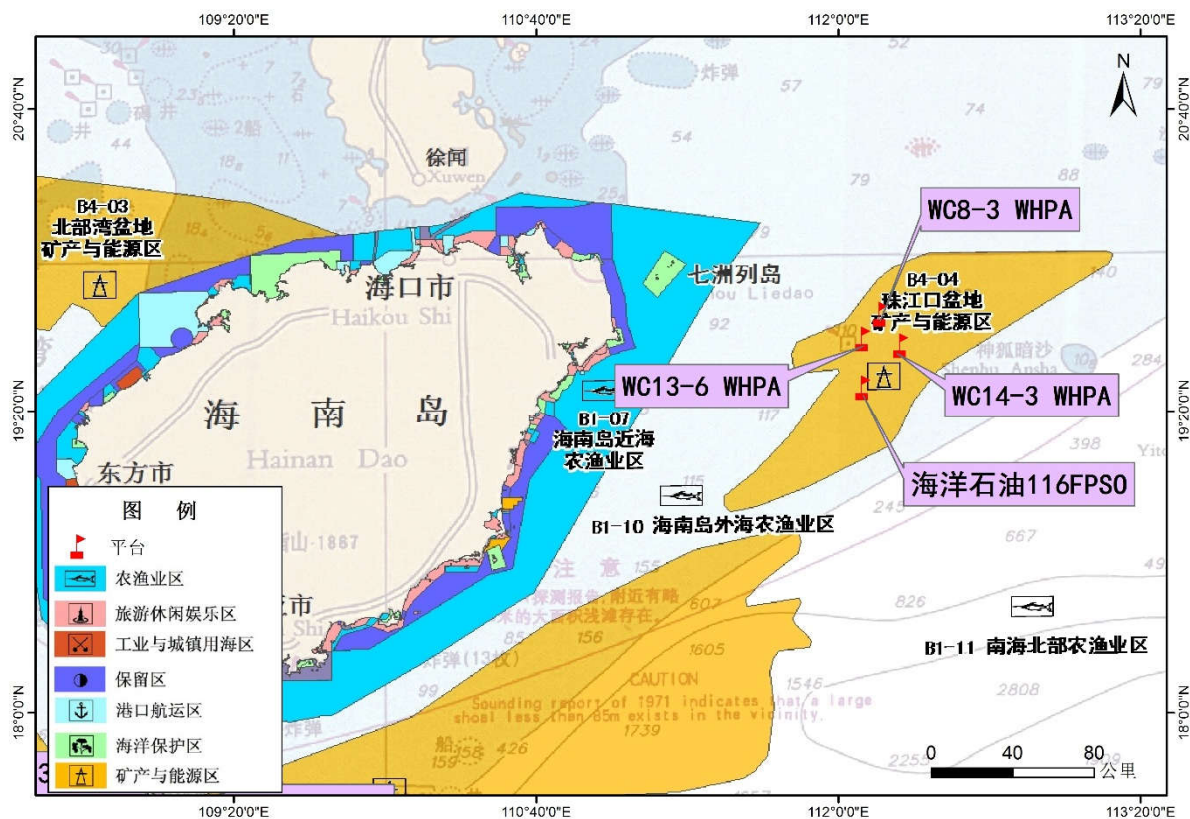


图 4.2-1 文昌油田群附近海域的海洋功能区分布（《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》）

4.2.4 海洋生态红线符合性分析

根据《海南省生态保护红线划定方案》（海南省人民政府，2018年11月），海南省生态保护红线包括陆域生态保护红线和近岸海域生态保护红线两部分。海南岛近岸海域各类海洋生态保护红线98个，总面积8317平方公里，占海南岛及邻近海域总面积的35.1%。海南岛近岸海域海洋生态保护红线自然岸段58段，总长1166.62 km，自然岸线保有率达到60%。

本项目所属文昌油田群与海南省近岸海域生态保护红线区的相对位置见图4.2-2。由图可见，文昌油田群不在海南省近岸海域生态保护红线区内，与本项目距离较近的海洋生态保护红线区为海南岛东北部重要渔业水域限制类红线区和七洲列岛特别保护海岛限制类红线区。WC13-6 WHPA平台距离海南岛东北部重要渔业水域限制类红线区最近，距离约为78km，本项目符合《海南省生态保护红线管理规定》的相关要求。

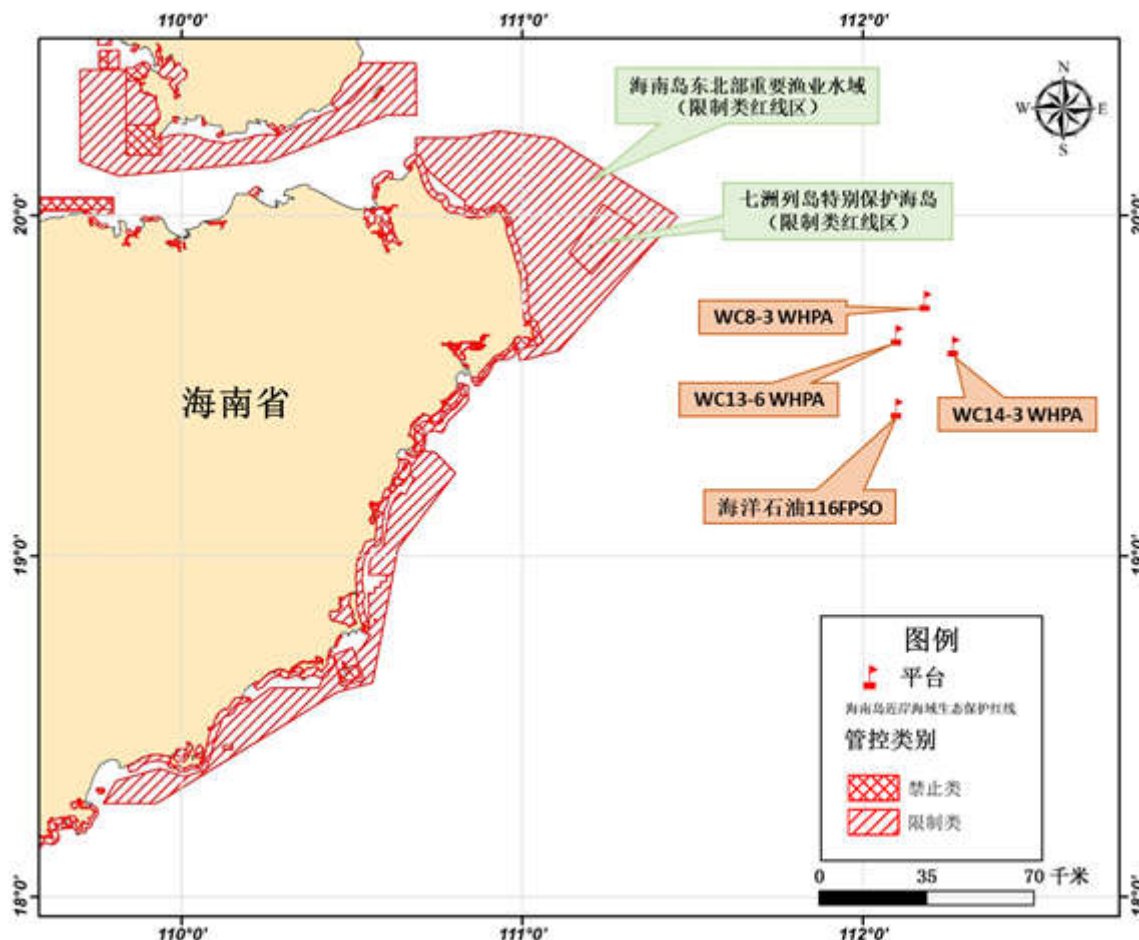


图 4.2-2 项目附近海域海南省近岸海域生态保护红线区图



4.2.5 国家产业政策符合性分析

根据国家《产业结构调整指导目录》(2019年本)中“第一类 鼓励类”的“七、石油、天然气, 1、常规石油、天然气勘探与开采, 3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”的相关内容,文昌油田群产能释放二期项目为海洋油气开采类项目,属于国家产业结构调整指导目录中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目。因此,本项目符合国家产业政策要求。

4.2.6 相关规划符合性分析

4.2.6.1 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》,十三五期间,加强陆上和海上油气勘探开发,有序开放矿业权,积极开发天然气、煤层气、页岩油(气)。推进炼油产业转型升级,开展成品油质量升级行动计划,拓展生物燃料等新的清洁油品来源。本项目属于海上油气勘探开发,符合纲要要求。

4.2.6.2 海南省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要

根据《海南省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》,十三五期间海南省将实施海洋强省战略,发展现代海洋经济,提出了“合理开发海洋资源,优化空间布局,培育发展海洋新兴产业、深海产业、海洋现代服务业、海洋信息产业,加快建设现代化海洋产业开发基地,争创全国海洋经济示范区。”等相关目标。本项目属于海上油气资源开发工程,符合海南省十三五规划纲要的要求。

4.2.6.3 能源发展战略行动计划(2014-2020年)

2014年6月,国务院正式印发《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》,提出“加快海洋石油开发。按照以近养远、远近结合,自主开发与对外合作并举的方针,加强渤海、东海和南海等海域近海油气勘探开发,加强南海深水油气勘探开发形势跟踪分析,积极推进深海对外招标和合作,尽快突破深海采油技术和装备自主制造能力,大力提升海洋油气产量。”本项目



属于南海油气开发工程，符合《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》中确定的国家能源发展战略。

4.2.6.4 能源发展“十三五”规划

《能源发展“十三五”规划》提出，“十三五”时期，提高油气自主保障能力。推进国家油气重大工程，实施大型油气田及煤层气开发重大专项，研究老油田稳产、老油区稳定以及致密气、海洋油气勘探开发扶持政策。支持非常规油气产能建设和储气设施建设。加快煤层气产业化基地和煤矿瓦斯规模化抽采利用矿区建设。完善国家石油储备体系，加快石油储备基地建设，完善动用轮换机制，提高国家石油储备保障能力。本项目为海洋油气开发工程，符合能源发展“十三五”规划要求。

4.2.6.5 海南省海洋环境保护规划

海南省 2012 年 7 月 23 日批复《海南省海洋环境保护规划（2011-2020 年）》（以下简称《规划》）。《规划》围绕海南国际旅游岛的建设目标，结合海南海洋经济发展和海洋环境保护的实际，明确了 2015 年中期目标和 2020 年长期目标。《规划》提出“到 2015 年，海南省海岸基本功能区海域水质达到或优于二类水质标准的海域面积比例指标值由 2010 年的 88.9% 上升至 90%，2020 年应不低于 2015 年规划目标值。规划期间近海基本功能区海域及西沙、南沙、中沙海域水质达到或优于二类水质标准的海域面积比例均应不低于现状值”。

根据本项目所在海域多次水质调查结果可知，文昌油田群海域多个平台投产多年，已建“海洋石油 116”FPSO 生产水排放多年，海区各项水质因子较为稳定，未出现明显波动，底层贫氧和富营养化是海区普遍的现象。海区海水质量状况稳定，大多数水质调查指标能满足第一类海水水质标准，油气田开发活动未对海区水质状况产生明显影响，能够满足海区内的环境质量目标要求。因此，本项目符合海南省海洋环境保护规划的要求。

4.2.6.6 海南国际旅游岛建设发展规划纲要

根据《海南国际旅游岛建设发展规划纲要》（2010 年）提出：“充分发



挥海洋资源优势，巩固提升海洋渔业和海洋运输业，做大做强海洋油气资源勘探、开采和加工业，大力发展海洋旅游业，鼓励发展海洋新兴产业；在保护好海洋生态环境的前提下，高标准规划建设特色海洋旅游项目。”本项目属于纲要提出的海洋油气资源勘探、开采和加工业的范畴，符合纲要需求。



表 4.2-1 项目附近海域海洋功能区划符合性分析

类型	功能区名称	海域使用管理			海洋环境保护	
		用途管制	用海方式	海域整治	重点保护目标	环境保护要求
海南省海洋功能区划	珠江口盆地矿产与能源区	主导用海类型为油气开采用海，钻探、测量、钻井作业等用海活动需征求相关部门意见。	允许适度改变海域自然属性，可建设油气平台和输油管道。	加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生，尽量避免对海域生态环境产生影响。	合理开发海洋油气资源。	海水水质标准、海洋沉积物质量标准、海洋生物质量标准应维持现状。
	七洲列岛海洋保护区	严格按照自然保护区管理法规管理；注意领海基点的保护。	严格限制改变海域自然属性。	维护海岛地貌形态。	保护岛上的鸟类及其生态环境；保护海岛地形地貌和海洋生态系统。	执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。
	铜鼓岭海洋保护区	主导用海类型为海洋保护区用海，兼顾旅游娱乐用海和渔业用海，可适度增殖渔业资源，保护海洋生态系统，开展生态旅游和休闲渔业活动；严格按照自然保护区管理法规管理，缓冲区只可进行经批准的科学研究、教学实习和标本采集活动，实验区只能进行经批准的科学实验、教学实习、参观考察、旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动；生态旅游和休闲渔业活动须严格控制规模。	保护区核心区用海方式应禁止改变海域自然属性，缓冲区和实验区应严格限制改变海域自然属性，严格保护海岸地形地貌和生态系统。	严格控制岸上养殖废水排放对岸滩和海域的污染，避免直接在活珊瑚上养殖海藻对珊瑚带来危害。	保护海岸地形地貌和珊瑚礁及其生态系统。	执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。
	海南岛近海农渔业区	主导用海类型为捕捞用海，可兼顾开放式养殖用海和旅游娱乐用海；注意海底管线的保护，涉海工程建设需征求相关部门意见。	严格限制改变海域自然属性。	本着保护性开发的原则，禁止渔业资源过度捕捞。	保护海域自然生态环境；保护渔业资源；保护海底管线。	执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。



类型	功能区名称	海域使用管理			海洋环境保护	
		用途管制	用海方式	海域整治	重点保护目标	环境保护要求
	海南岛外海农渔业区	主导用海类型为捕捞用海，可兼顾旅游娱乐用海。	严格限制改变海域自然属性。	本着保护性开发的原则，禁止渔业资源过度捕捞。	保护海域自然生态环境；保护渔业资源。	执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。
	抱虎角-铜鼓岭保留区	无主导用海类型，维持现有用海现状，今后根据经济社会发展需要，经科学论证明确其具体使用功能后可调整功能。	应严格限制改变海域自然属性，保护海岸形态、长度和地形地貌。	严格控制海水污染，近岸浅海养殖不得影响海岸景观。	保护海岸形态和地形地貌。	水质标准、沉积物质量标准、海洋生物质量标准应维持现状，经论证改变功能类型后，根据开发类型确定其水质标准。



4.3 工程周围环境敏感目标分布

本项目周边海域分布有海洋保护区、产卵场、旅游区和保留区等环境敏感目标。

4.3.1 海洋保护区

文昌油田群附近海域的海洋保护区主要有七洲列岛海洋保护区、铜鼓岭海洋保护区、文昌麒麟菜海洋保护区。本项目工程设施与上述保护区距离均在 80km 以上，距离最近的海洋保护区是七洲列岛海洋保护区，最近距离约为 87km。本项目附近主要保护区分布见图 4.3-1。

4.3.1.1 七洲列岛海洋保护区

七洲列岛海洋保护区位于文昌市东北海域，面积 21178.91 公顷。海洋环境保护管理要求为：保护岛上的鸟类及其生态环境；执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。该保护区距本项目最近距离约 87km。

4.3.1.2 铜鼓岭海洋保护区

铜鼓岭海洋保护区位于文昌市龙楼镇，宝陵河口的口岩至春桃村，岸线长 18.54km，面积为 3629.49 公顷，该海域内建有铜鼓岭国家级自然保护区。海洋环境保护管理要求为：保护海岸地形地貌和珊瑚礁及其生态系统；执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。该保护区距本项目最近距离约 109km。

4.3.1.3 文昌麒麟菜海洋保护区

文昌麒麟菜海洋保护区包括抱虎角片区和铜鼓岭-冯家湾片区，总岸线长 54.84km，面积 14225.09 公顷。海洋环境保护管理要求为：保护珊瑚礁、海草床、麒麟菜及其生态环境，保护海洋生物多样性，保护海底管线；执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。该保护区距本项目最近距离约 126km。

4.3.2 旅游区

海南省海洋功能区划中的旅游休闲娱乐区均分布于近岸海域，文昌市沿海地区的旅游区主要有：月亮湾旅游休闲娱乐区、东郊椰林旅游休闲娱乐区和冯家湾旅游休闲娱乐区，本项目与上述旅游区的最近距离分别为77km、78km、102km，本项目附近主要旅游区分布见图 4.3-1。

4.3.3 保留区

文昌油田群附近海域的保留区主要有抱虎角-铜鼓岭保留区和海南岛东南部保留区，本项目工程设施与上述保留区距离均在 80 km 以上。

抱虎角-铜鼓岭保留区位于文昌市抱虎角至铜鼓岭沿岸海域，为砂质海岸，岸线长 26.74km，面积 28727.66 公顷。海洋环境保护管理要求为：保护海岸形态和地形地貌；水质标准、沉积物质量标准、海洋生物质量标准应维持现状，经论证改变功能类型后，根据开发类型确定其水质标准。本项目距保留区最近距离约 80 km，本项目附近主要保留区分布见图 4.3-1。

4.3.4 产卵场

根据广东海洋大学编制的《文昌油田群产能释放二期项目渔业资源及渔业生产现状调查与评价》研究成果，本项目附近海域产卵场包括有粤西外海区蓝圆鲹产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场、金线鱼产卵场、深水金线鱼产卵场、绯鲤类产卵场、短尾大眼鲷产卵场和黄鲷产卵场等，本项目涉及的 WC8-3WHPA 平台、WC14-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台和“海洋石油 116” FPSO 均位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场，部分设施位于短尾大眼鲷产卵场、黄鲷产卵场、金线鱼产卵场和粤西外海区鲈鱼产卵场内。本项目附近主要产卵场分布见图 4.3-2 至图 4.3-4。

4.3.4.1 黄鲷产卵场

黄鲷产卵场在南海分布广而狭，处于外海，沿着 90m 等深线由海南岛东部向东北延伸至汕尾外海，水深分布范围为 77~119m，产卵期为 11 月~翌年 3 月（产卵盛期 12 月~翌年 3 月）。WC8-3 WHPA 和 WC13-6 WHPA 平台位于产卵场内，WC14-3 WHPA 和“海洋石油 116” FPSO



位于产卵场外，距产卵场最近距离分别为 15.0km 和 16.4km。

4.3.4.2 绯鲤类产卵场

南海北部绯鲤类产卵场共有 4 处，其中与油田较近的产卵场为海南岛以东近海绯鲤类产卵场和珠江口-粤西外海绯鲤类产卵场。海南岛以东近海绯鲤类产卵场分布范围为 $110^{\circ} 40' \sim 112^{\circ} 00' E$ ， $19^{\circ} 00' \sim 19^{\circ} 30' N$ ，水深范围为 53~123m，产卵期为 3~6 月。珠江口-粤西外海绯鲤类产卵场分布范围为 $111^{\circ} 30' \sim 114^{\circ} 40' E$ ， $19^{\circ} 50' \sim 21^{\circ} N$ ，分布水深为 60~100m，产卵期为 3~6 月。本项目涉及的全部平台设施位于产卵场外。WC8-3 WHPA、WC13-6 WHPA、WC14-3 WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO 距离珠江口-粤西外海绯鲤类产卵场的最近距离分别为 2.7km、14.7km、16.3km 和 38.5km；距离海南岛以东近海绯鲤类产卵场的最近距离分别为 48.3km、35.7km、37.0km 和 12.2km。

4.3.4.3 短尾大眼鲷产卵场

短尾大眼鲷南海北部产卵场分布范围较广，大约在 71~107 m 等深线内，由海南岛东部向东北延伸到汕尾外海($110^{\circ} 50' \sim 115^{\circ} 45' E$)，连成一条狭长海区，产卵期为 4~7 月。WC8-3 WHPA、WC13-6 WHPA 和 WC14-3 WHPA 平台位于产卵场内，“海洋石油 116”FPSO 距离产卵场最近距离为 5.5km。

4.3.4.4 深水金线鱼产卵场

深水金线鱼产卵场在南海北部的分布范围很广，从海南岛东岸 $110^{\circ} 30' E$ 一直延伸到 $117^{\circ} 00' E$ 的水深 90~200 m 范围内均有分布，主要产卵期为 3~9 月。本项目涉及的平台设施全部位于产卵场外，平台至产卵场距离由近至远分别为“海洋石油 116”FPSO、WC14-3 WHPA、WC13-6WHPA 和 WC8-3 WHPA 平台，距离产卵场距离分别为 6.5km、12.3km、25.9km 和 29.2km。

4.3.4.5 鲈鱼产卵场

南海北部鲈鱼产卵场共有 4 处。其中与油田距离较近的产卵场为粤



西外海区鲐鱼产卵场。粤西外海区产卵场分布范围为 $110^{\circ} 15' \sim 113^{\circ} 50' E$, $18^{\circ} 15' \sim 19^{\circ} 20' N$, 水深分布范围为 90~200m, 产卵期为 1~6 月。“海洋石油 116” FPSO 位于产卵场内。WC13-6 WHPA 平台距离产卵场最近距离为 2.5km; WC14-3 WHPA 平台距离产卵场最近距离为 10.7km; WC8-3 WHPA 平台距离产卵场最近距离为 16.6km。

4.3.4.6 金线鱼产卵场

金线鱼产卵场分布范围较广, 由海南岛东岸一直延伸到汕尾附近 ($111^{\circ} 45' \sim 115^{\circ} 45' E$), 水深 25~107 m 范围, 主要 40-80m 范围内, 产卵期为 3~8 月。WC8-3 WHPA 平台位于产卵场内; WC13-6 WHPA 平台距离产卵场最近距离为 4.1km; WC14-3 WHPA 平台距离产卵场最近距离为 16.3km; “海洋石油 116” FPSO 距离产卵场最近距离为 19.1km。

4.3.4.7 蓝圆鲹产卵场

蓝圆鲹是南海北部重要的经济鱼类之一, 其产卵场共有 5 处, 其中与项目最近的产卵场为粤西外海区蓝圆鲹产卵场, 产卵场介于 $110^{\circ} 30' \sim 112^{\circ} 40' E$, $18^{\circ} 15' \sim 20^{\circ} 05' N$ 之间的海域, 水深范围为 70-180m。蓝圆鲹属于分批产卵型, 产卵持续时间甚长, 几乎周年可见。据周年拖网渔获调查, 10 月至翌年 7 月, 均有产卵个体出现, 其中以 2~5 月为产卵盛期。产卵期长是蓝圆鲹的特点之一, 这在海洋复杂的环境中, 对于维护其种群数量有重要的作用。本项目涉及的平台设施全部位于产卵场内。

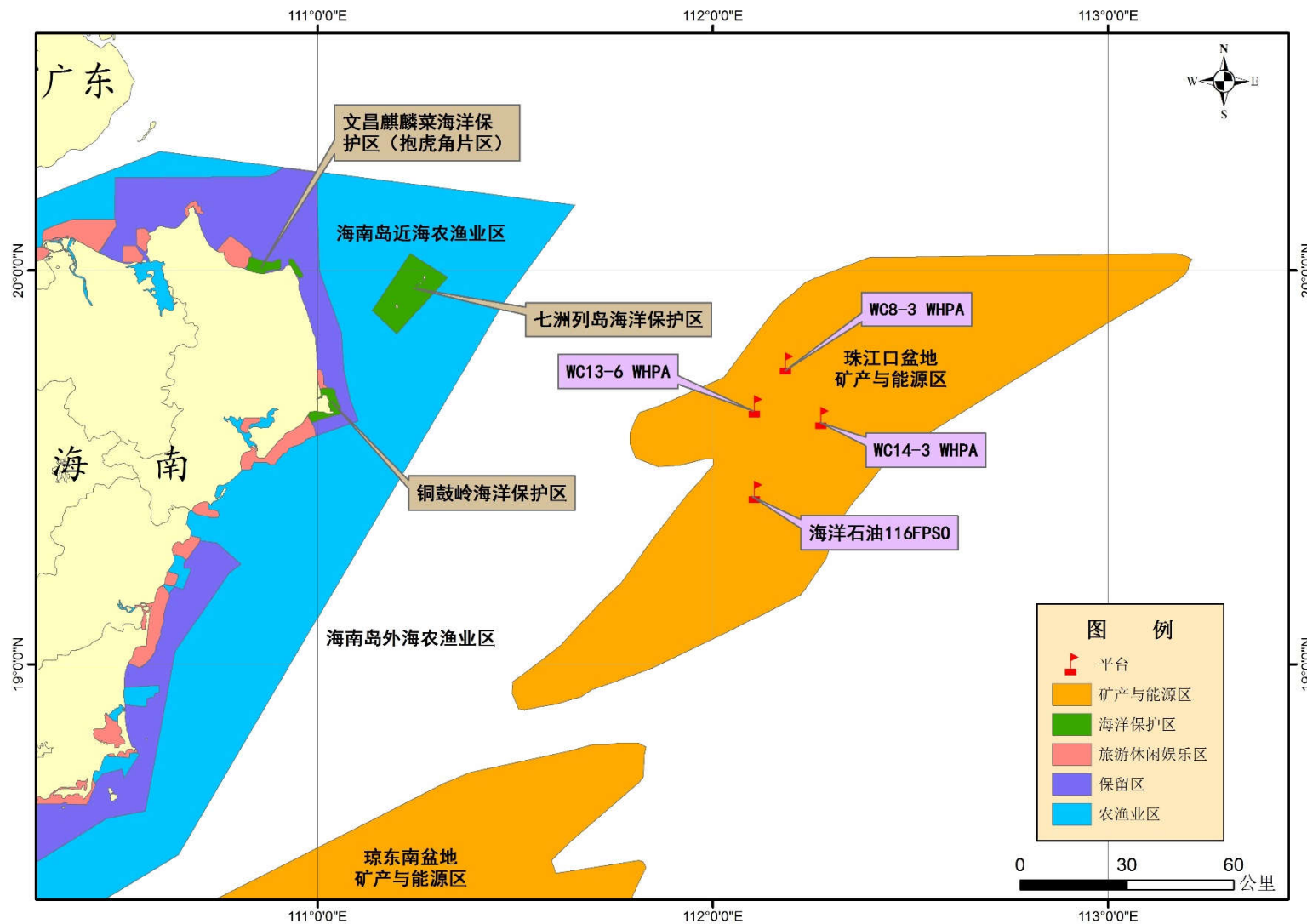


图 4.3-1 本项目附近主要保护区、旅游区、保留区分布图

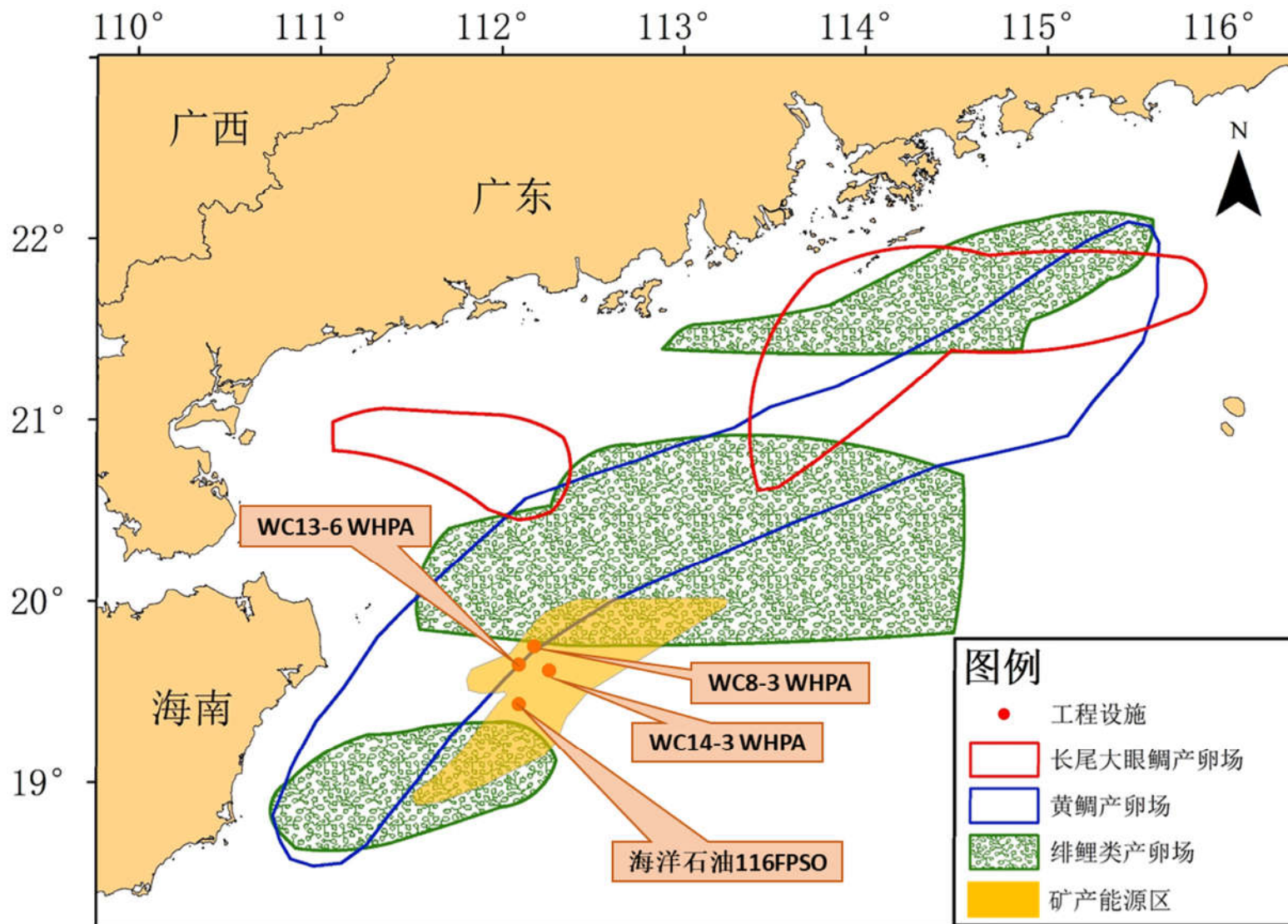


图4.3-2 工程项目附近产卵场1

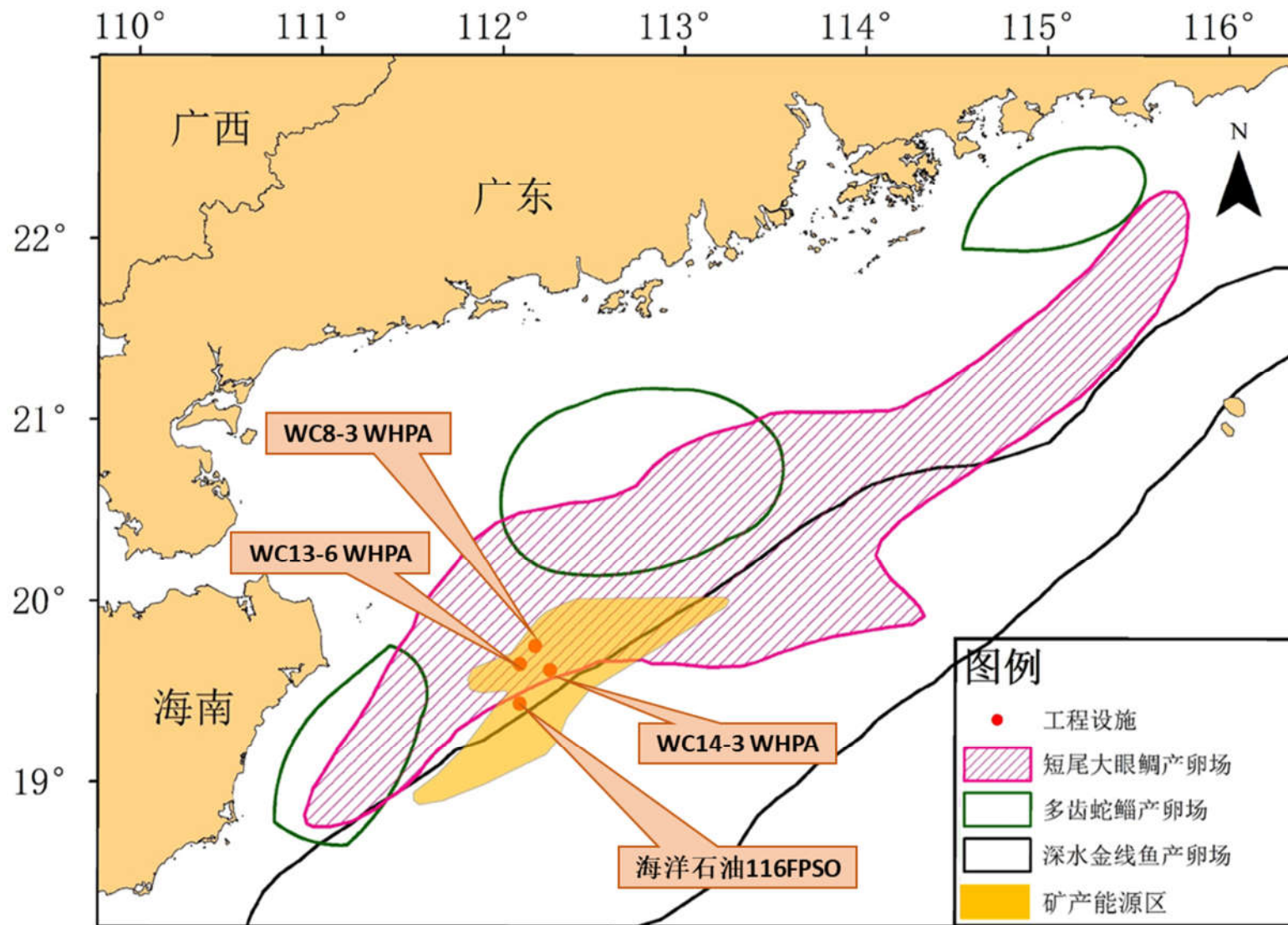


图4.3-3 工程项目附近产卵场2

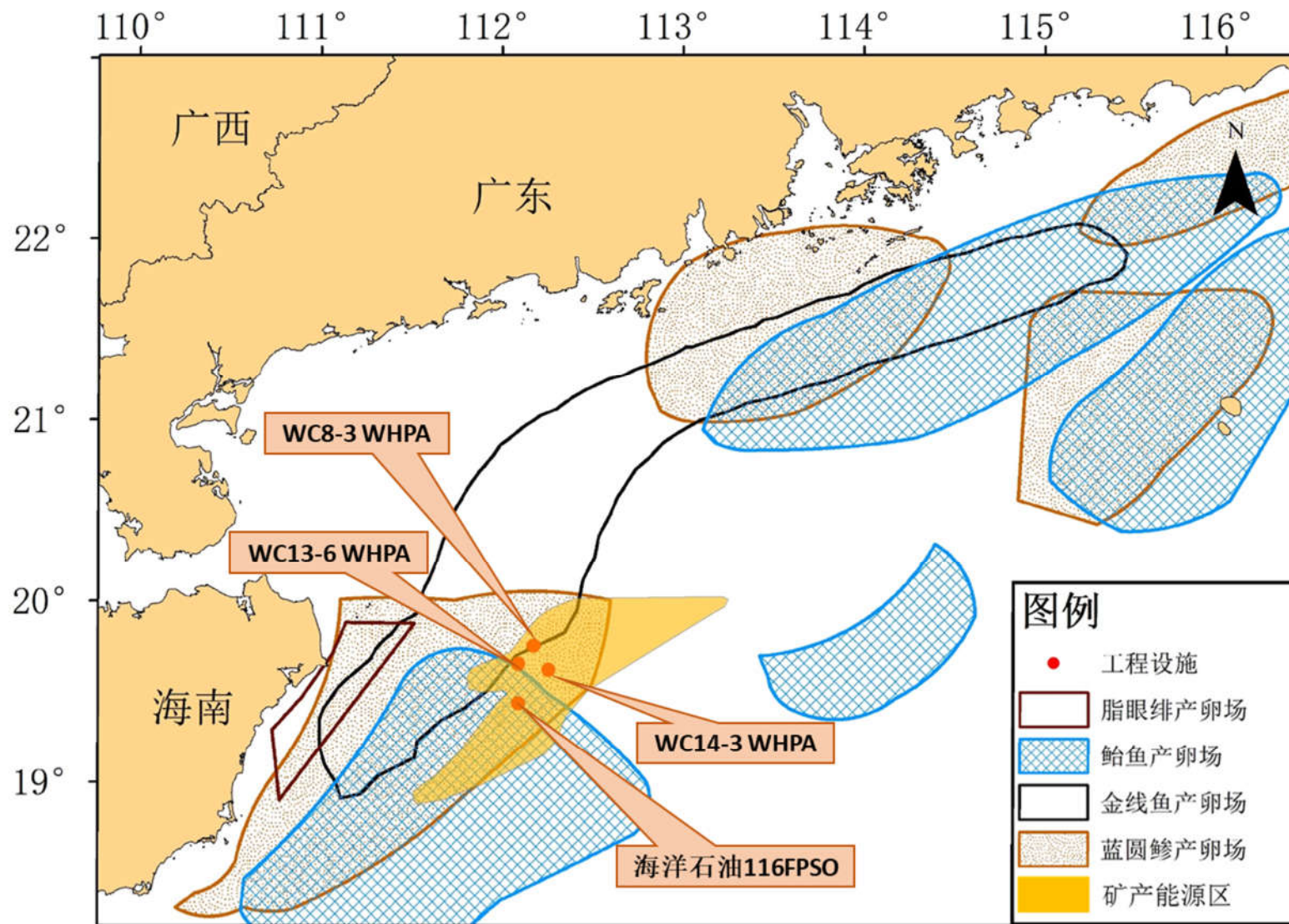


图4.3-4 工程项目附近产卵场3



4.4 环境敏感目标小结

本项目附近海域主要环境敏感目标有海洋保护区和产卵场，以及海洋生态保护红线区，分布见表 4.4-1 和图 4.4-1。

表 4.4-1 本项目主要环境敏感目标分布

类型	敏感目标名称	距平台或储油轮最短距离 (km) /方位				敏感期
		WC13-6WHPA	WC8-3WHPA	WC14-3WHPA	“海洋石油 116”FPSO	
海洋保护区	文昌麒麟菜海洋保护区(抱虎角片区)	126/西	131/西	143/西	135/西	-
	铜鼓岭海洋保护区	109/西	121/西	126/西	112/西	-
	七洲列岛海洋保护区	87/西北	91/西北	105/西北	100/西北	-
海洋生态保护红线区	七洲列岛特别保护海岛限制类红线区	87/西北	91/西北	105/西北	100/西北	-
	海南岛东北部重要渔业水域限制类红线区	78/西北	81/西北	95/西北	92/西北	-
产卵场	粤西外海区蓝圆鲹产卵场	包含	包含	包含	包含	产卵盛期 2~5月
	深水金线鱼产卵场	25.9/南	29.2/南	12.3/南	6.5/南	产卵期 3~9月
	黄鲷产卵场	包含	包含	15.0/西北	16.4/西北	产卵盛期 12月~翌年3月
	海南岛以东近海绯鲤类产卵场	35.7/西南	48.3/西南	37.0/西南	12.2/南	产卵期 3~6月
	珠江口-粤西外海绯鲤类产卵场	14.7/北	2.7/北	16.3/北	38.5/北	产卵期 3~6月
	粤西外海区鲈鱼产卵场	2.5/南	16.6/南	10.7/南	包含	产卵期 1~6月
	金线鱼产卵场	4.1/西北	包含	16.3/西北	19.1/西北	产卵期 3~8月
	短尾大眼鲷产卵场	包含	包含	包含	5.5/北	产卵期 4~7月



本项目与附近海域的海洋保护区和海洋生态保护红线区距离均在70km以上。距离最近的海洋保护区是七洲列岛海洋保护区，最近距离约为87km；距离最近的海洋生态保护红线区是海南岛东北部重要渔业水域限制类红线区，最近距离约为78km。

本项目全部设施位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场内，部分设施位于短尾大眼鲷产卵场、黄鲷产卵场、金线鱼产卵场和粤西外海区鲈鱼产卵场内，这些产卵场为重点保护的环境敏感目标。

本项目的建设和生产会对产卵场产生局部轻微影响；正常生产情况下，不会对其它环境敏感目标产生影响。

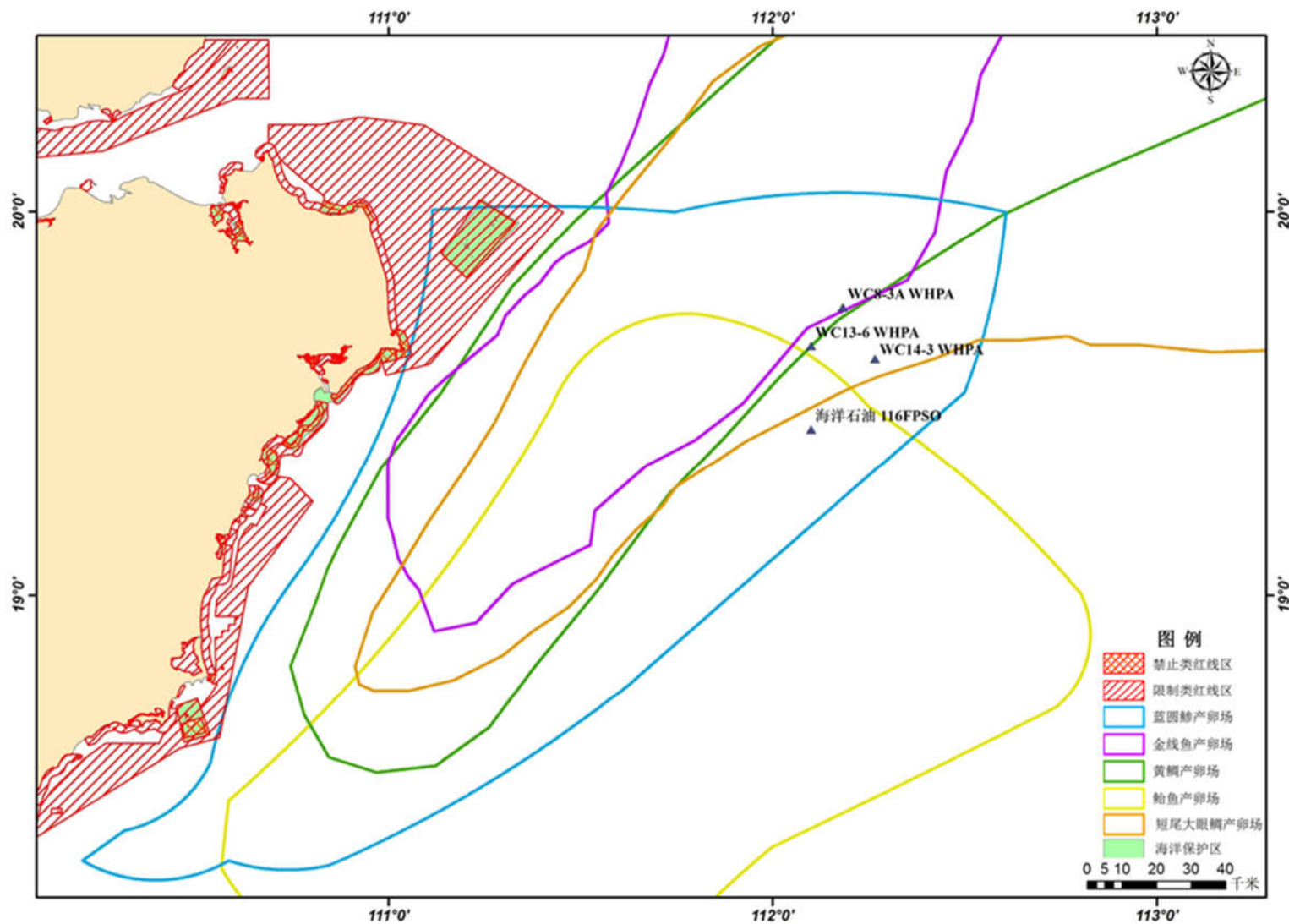


图4.4-1 主要环境敏感目标分布



4.5 通航环境

本项目通航环境根据《文昌油田群平台工程通航安全评估报告(武汉理工大学)》内容进行分析。

4.5.1 港口

文昌油田群附近海域涉及的几个主要港口均为海南省航运吞吐量较大的重要港口,即清澜港、海口港和博鳌港,与文昌油田群距离最近的港口航运区为清澜港港口航运区,该区位于文昌市八门湾口门外,为清澜港锚地区,面积 346.83 公顷,水深 4 m~10 m,能避 10 级以下热带气旋,可停泊千吨级船舶。环境保护管理要求为:保护锚地水深地形条件,防止淤积;执行二类海水水质标准,一类海洋沉积物质量标准,一类海洋生物质量标准。

该航运区与文昌油田群相隔较远,距文昌油田群最近距离约 115 km。可见,油田工程设施不会影响该航运区的正常使用。

4.5.2 习惯航线

经过本海区的航线较多,既有近海航线也有远洋航线。主要航线包括珠江口至三亚、珠江口至新加坡以及海南岛铜鼓嘴、清澜港和大洲岛至永兴岛等航线。此外,还有珠江口至胡志明港、珠江口至西哈努克港和珠江口至曼谷等航线。

其中,珠江口至三亚的航线有两条,一条是直航至大洲岛东,再驶往三亚港;另一条是经海南岛东岸驶往三亚。从珠江口驶往新加坡有西、中、东三条航线,西线经西沙群岛北礁至新加坡,为西南季风期南下船舶所使用;中线经西沙群岛和中沙群岛之间海域至新加坡,为大船全年使用的航线;东线沿吕宋岛、巴拉望岛、加里曼丹岛沿岸至新加坡,为小马力船舶在东北季风期使用。船舶从铜鼓嘴、清澜港和大洲岛前往永兴岛时,首先到七连屿,七连屿位于永兴岛西北。到达七连屿后再确定去永兴岛的航向。海南岛沿岸各港口按环岛航线驶至铜鼓嘴或清澜港或大洲岛,然后转驶至永兴岛。

与文昌油田群相距最近的为三亚至珠江口航线($222^{\circ}\sim 042^{\circ}$),最近距离约 36km。由于油田群工程设施未处在航道上,且与航道相距较远,因此

不会妨碍上述航线的安全使用，见图 4.5-1。

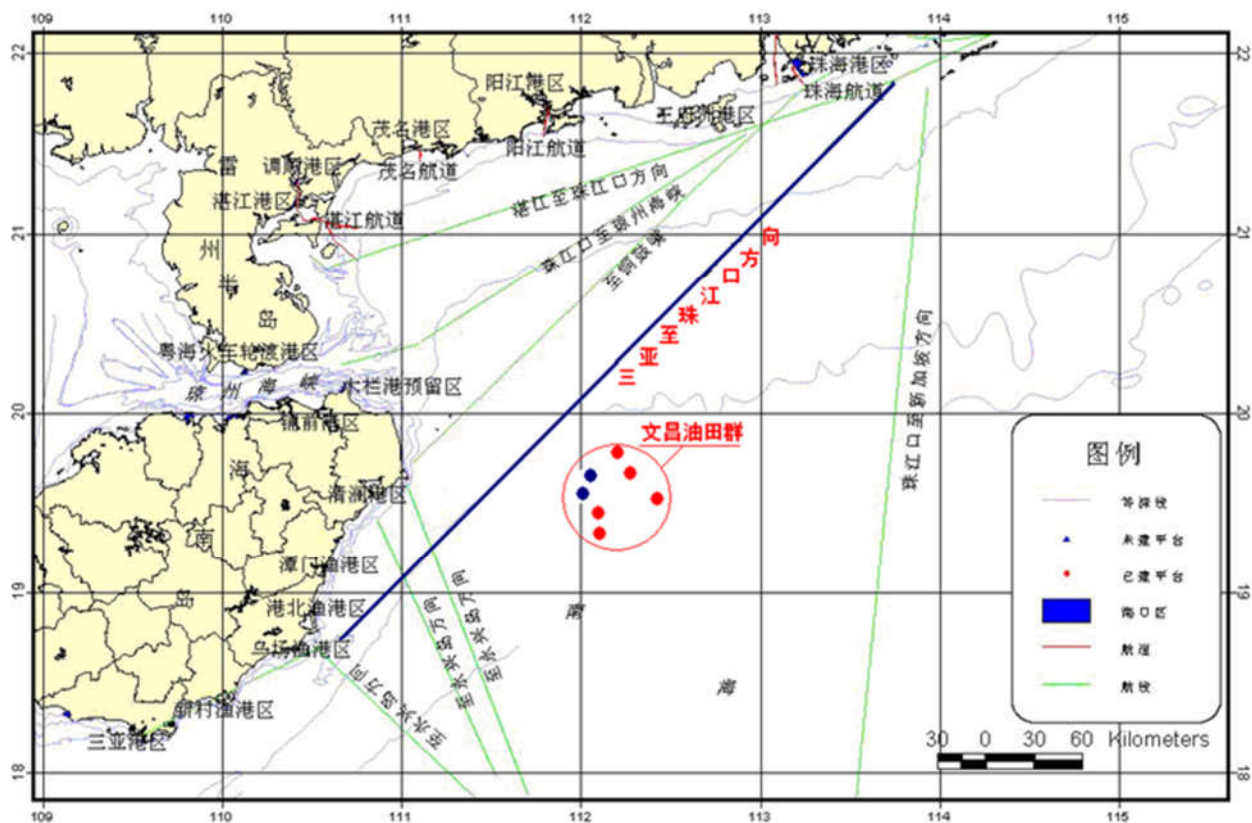


图 4.5-1 文昌油田群附近海域航线图



5 环境质量现状调查与评价（保密）



6 环境影响回顾性分析

6.1 现有工程概况

文昌油田群产能释放二期项目位于中国南海北部海域珠江口盆地西部的文昌油田群。文昌油田群主要工程设施包括 8 座井口平台(WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC8-3WHPA、WC8-3WHPB、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC13-6WHPA)、1 座中心平台(WC9-2/9-3CEP)、1 艘 10 万吨级“海洋石油 116”FPSO、1 套水下生产系统(WC10-3SPS)以及 12 条海底管道、9 条海底电缆和 1 条脐带缆。文昌油田群工程设施示意图见图 6.1-1。

产能释放二期项目主要是对文昌 14-3/8-3 油田实施提液生产改造。项目建成投产后，文昌油田群各平台的物流走向不改变，仅分别在 WC8-3WHPA 和 WC14-3WHPA 两个平台新增原油脱水设备和生产水处理设备，部分生产水经处理达标后在上述两个平台排放，其余生产水混输至“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统达标排放。WC13-6WHPA 平台新增生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机等发电设施，增加电站除为本平台供电以外，通过现有的海底电缆为 WC8-3WHPA 和 WC8-3WHPB 平台供电。

为了更加客观的预测评价产能释放二期项目投产后对周围海域的环境影响，本篇将对文昌油田群开发投产以来环保设施运行情况及其所处海域环境质量进行简要的回顾性对比分析。

6.2 文昌油田群开发过程回顾

文昌油田群包括已建的文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1 油田北块、文昌 8-3 油田东块、文昌 13-6 油田开发工程以及文昌 9-2/9-3/10-3 气田群。下面将对本项目涉及的 WC14-3WHPA、WC13-6WHPA、WC8-3WHPA 平台以及依托的“海洋石油 116”FPSO 的开发过程进行回顾。

6.2.1 文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程

文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程包括 5 座井口平台 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC15-1WHPA、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 以及 1 座



浮式生产储油装置（“海洋石油 116”FPSO）。“海洋石油 116”FPSO 为一座 10 万吨级浮式生产储油装置，其上的主要设施有原油处理工艺系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、生活楼、公用系统等，5 座井口平台的物流均通过海底管道输往 FPSO 进行处理、储存和外输。《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》于 2005 年 6 月 16 日获得国家海洋局核准（国海环字[2005]238 号），批复见报告附件 2。文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环保设施于 2009 年 2 月 26 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件（国海环字[2009]91 号），准予投入试生产，并于 2011 年 1 月 25 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收的复函（国海环字[2011]39 号），正式投产，竣工验收批复意见见本报告附件 3。文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田投产后，油田稳产 [REDACTED] 之间，高峰年产量为 [REDACTED]。

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

文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程主要依托已建“海洋石油 116”FPSO 进行开发，工程设施包括 3 座井口平台 WC19-1WHPC、WC8-3WHPB、WC13-6WHPA，3 条海底混输管道、3 条海底电缆。其中 WC19-1WHPC 平台物流通过海底管道输往 WC19-1WHPA 平台，与该平台物流混合一起输至“海洋石油 116”FPSO 进行油气水处理；WC8-3WHPB 平台物流通过海底管道输往 WC8-3WHPA 平台，经海底管道汇同 WC14-3WHPA 平台物流一同输往“海洋石油 116”FPSO 进行处理；WC13-6WHPA 平台物流通过海底管道输往 WC14-3WHPA 平台，与该平台混合物流一起输至“海洋石油 116”FPSO 进行油气水处理。《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》于 2012 年 9 月 18 日获得国家海洋局核准（国海环字[2012]654 号），批复见报告附件 2。文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块环保设施于 2013 年 6 月 20 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件（国海环字[2013]359 号），准予投入试生产，并于 2014 年 8 月 14 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环字[2014]475 号），正式投产，竣工验收批复意见见本报告附件 3；文昌 13-



6 油田环保设施于 2014 年 5 月 16 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件（国海环字[2014]260 号），准予投入试生产，并于 2015 年 1 月 5 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环字[2015]3 号），正式投产，竣工验收批复意见见本报告附件 3。文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田投产后，油田稳产在 [REDACTED] 之间，高峰年产量为 [REDACTED]。

6.2.3 文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放工程

文昌 19-1 油田调整井即在现有 WC19-1WHPA 平台利用老井侧钻 3 口调整井，文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放即在 WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、WC8-3WHPB 和 WC15-1WHPA 5 个平台采用提液的方式实施产能释放。项目建成投产后，文昌油田群各平台的物流走向不改变，提液后 WC19-1WHPB、WC19-1WHPC 和 WC8-3WHPB 3 个平台输往其它平台的海管不满足输送要求，需要在上述 3 个井口平台上分离出部分生产水，进行处理后排海。由于文昌 19-1N/8-3E 等油田产能释放的提液开发造成文昌油田群生产水量的增加，对“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统进行扩容改造。《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目》于 2018 年 3 月 5 日获得国家海洋局核准（国海环字[2018]97 号），批复见报告附件 2，工程于 2018 年 8 月 1 日试生产。该工程试生产后，“海洋石油 116”FPSO 含油生产水最大排放量由 $392 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 增加至 $656.16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

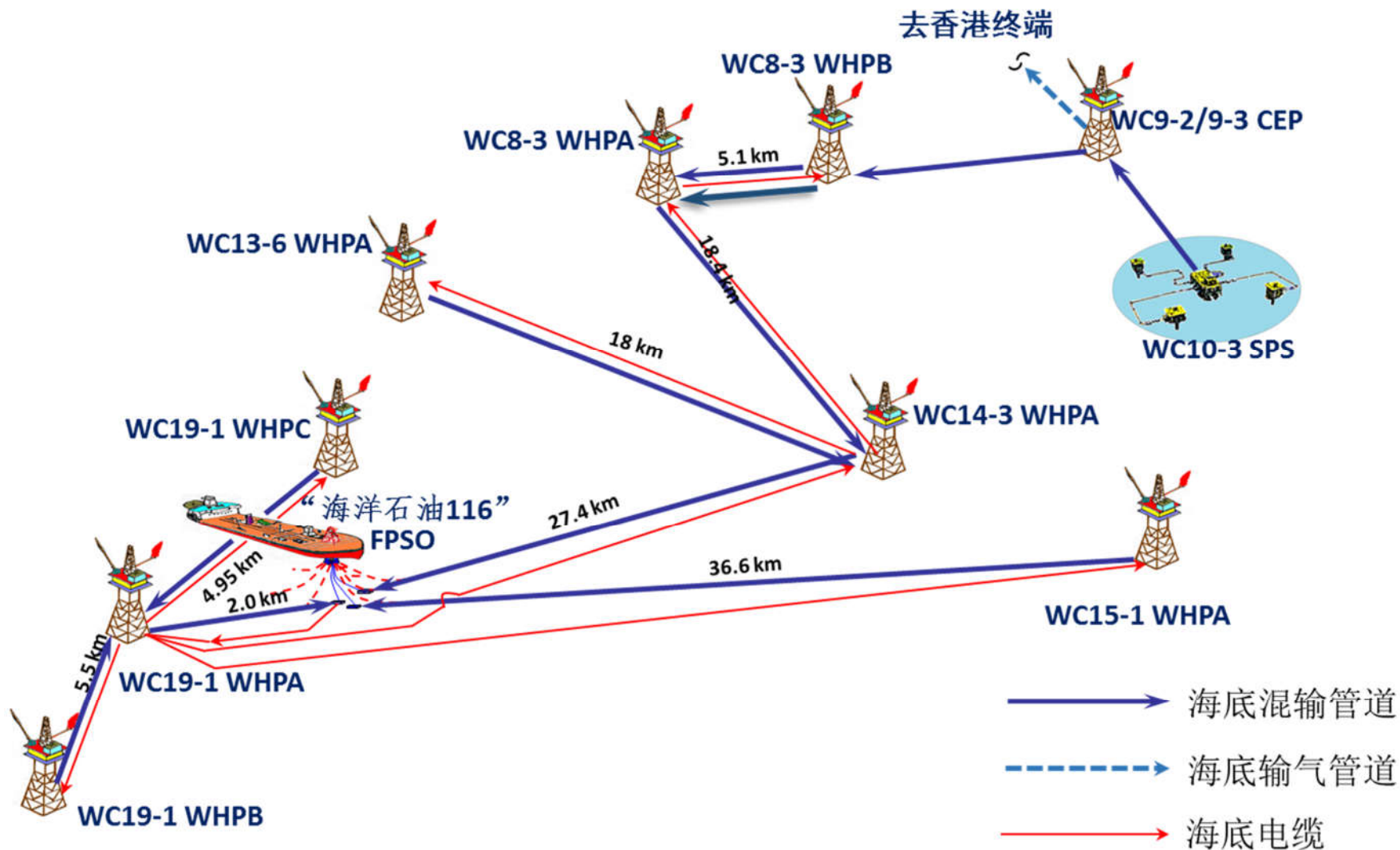


图 6.1-1 文昌油田群主要工程设施示意图



6.3 环评批复及落实情况

6.3.1 环评批复情况

本项目改造及依托设施的环评批复情况及开发建设时间见表 6.3-1。

表 6.3-1 依托设施环评批复及开发建设情况一览表

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

6.3.2 环评批复落实情况

本项目改造及依托工程环评报告书批复意见落实情况见表 6.3-2。



表 6.3-2 改造及依托设施环评批复意见落实情况一览表

依托工程	环评报告书批复意见	落实情况
《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》	同意各类污染物的排放总量按报告书中建议的“总量控制指标”执行，要严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度。	工程在运行过程中严格执行已批复的排海总量和排放浓度。
	本工程的排污混合区以 FPSO 为中心 1000 米半径以内海域。	工程在运行过程中严格执行已批复的排污混合区范围。
	加强溢油事故防范和溢油应急体系建设，发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局南海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。
	本工程投产前，应当结合施工期的监测，对工程海域的生物生态做一次春季调查。	在工程竣工验收阶段落实了该项意见。
《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度或压力报警装置，并设置相应的应急关断系统。	在钻井过程中严格执行钻井作业规程，配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
	钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。	严格落实，钻井过程中有效防范了溢流和井涌事故的发生。
	海上施工作业应尽量避免主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，加快施工进度，缩短海上施工周期和铺管时间，减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。	施工期严格落实了该项意见，在海底管道挖沟作业期间尽量避开了主要经济鱼类产卵盛期和洄游期。
	根据生产水处理系统的处理能力，严格控制进入生产水处理系统的水量。	工程运营期间进入生产水处理系统的水量均未超过其处理能力。
	定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；采取必要的工程防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害。	建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
工程投产前，应重新修订文昌油田原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局批准。发生事故时，应当按照规定立即	工程投产前，建设单位重新修订了原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局获得了批准。	



依托工程	环评报告书批复意见	落实情况
	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。	
	严格控制污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后，“海洋石油 116”FPSO 排污混合区范围不变，含油生产水年最大排放量不得超过 392 万立方米，石油类年最大排放量不得超过 176.4 吨。	工程运营期间严格执行已批复的排海总量、排放浓度和排污混合区范围。
《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油量大于 8% 的钻屑、钻井液不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；含油量不超过 8% 及非含油的钻井液和钻屑、机舱含油污水、含油生产水、生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾、生活垃圾（除食品废弃物外）应分类收集运回陆地处理；食品废弃物应粉碎至粒径小于 25mm 后间断排放。	工程施工期及运营期的污染物的处理和排放符合国家有关规定及标准。
	严格执行作业规程和安全规程，制定周密的钻完井计划，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻井过程中严格执行作业规程和安全规程，制定周密的钻完井计划，配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
	加强铺管作业管理，合理安排施工顺序和进度，减少悬浮泥沙的产生；加强海底管道巡检工作，采取必要的工程防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。	施工期合理安排施工顺序和进度，加强铺管作业管理，建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
	切实落实生态保护措施，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，避开工程所在海域渔业资源产卵盛期（1-2 月和 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。	施工期严格落实了该项意见，在海底管道挖沟作业期间尽量避开了主要经济鱼类产卵盛期和洄游期。
	严格落实环境风险防范措施，制定溢油应急计划报国家海洋局南海分局备案。发生溢油事故时，按照规定立即报告国家海洋局南海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位严格落实环境风险防范措施，重新修订了原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局获得了批准。



6.3.3 三同时检查及竣工验收情况

本项目涉及改造的已建 WC14-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台和依托的“海洋石油 116”FPSO 均已通过环保设施“三同时”检查，准予投入试生产，通过环保设施竣工验收，准予投入正式生产。具体情况见表 6.3-3，竣工验收批复意见见本报告附件 3。

表 6.3-3 改造及依托设施三同时及竣工验收情况一览表

依托工程设施	环评报告书	三同时检查情况	竣工验收情况
WC14-3WHPA 平台	《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》	文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田环保设施于 2009 年 2 月 26 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字[2009]91 号）。	文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田 2011 年 1 月 25 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收的复函（国海环字[2011]39 号）。
WC8-3WHPA 平台			
“海洋石 116”FPSO			
WC13-6WHPA 平台	《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块环保设施于 2013 年 6 月 20 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字[2013]359 号）；文昌 13-6 油田环保设施于 2014 年 5 月 16 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字[2014]260 号）。	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块于 2014 年 8 月 14 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环字[2014]475 号）；文昌 13-6 油田于 2015 年 1 月 5 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环字[2015]3 号）。

6.4 依托工程环保设施运行状况回顾

6.4.1 主要环保设施

本项目涉及改造的 WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、WC13-6WHPA 平台以及“海洋石油 116”FPSO 的主要环保设施见表 6.4-1，主要包括 1 套生产水处理系统、4 套生活污水处理系统、4 台食品废弃物粉碎设备、4 套开/闭排系统和 1 套火炬放空系统，自投产以来均运行正常。



表 6.4-1 改造及依托工程主要环保设施一览表

	环保设施	数量	运行状况
WC14-3WHPA/ WC13-6WHPA/ WC8-3WHPA	开/闭式兼冷放空系统（开/闭式排放罐和开/闭式排放泵）	1 套/平台	正常
	生活污水处理系统	1 套/平台	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台/平台	正常
“海洋石油 116”FPSO	生产水处理系统	1 套	正常
	开式排放系统（开式排放罐和开式排放泵）	1 套	正常
	闭式排放系统（闭式排放罐和闭式排放泵）	1 套	正常
	火炬/放空系统（分液罐和放空火炬）	1 套	正常
	生活污水处理装置	1 套	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台	正常

6.4.2 主要污染物处理排放情况回顾

6.4.2.1 含油生产水

目前文昌油田群的含油生产水主要集中在“海洋石油 116”FPSO 上进行处理，含油生产水处理系统设计能力为 18000 m³/d，采用两级“气浮装置”与“水力旋流器+改性纤维球过滤器”并联运行的处理流程。

2018 年 8 月文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目投入试生产。文昌 14-3 系列的 WC8-3WHPB 平台原油旋流脱水及生产水处理设施建成投入使用。WC8-3WHPB 平台生产物流经原油脱水和生产水处理设施处理达标后部分在本平台排海，生产水处理设施最大处理能力为 1400m³/d。其余生产物流汇合 WC9-2/9-3CEP 的生产物流输往 WC8-3WHPA 平台，与 WC8-3WHPA 平台所产物流混合输往 WC14-3WHPA 平台，最终汇合 WC14-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台所产物流输送至“海洋石油 116”FPSO 处理。

“海洋石油 116”FPSO 和 WC8-3WHPB 平台上的含油生产水处理系统自投产以来运行正常。

2018 年 1 月至 2020 年 1 月“海洋石油 116”FPSO 生产水排放情况见表



6.4-2。由表可见，自 2018 年 1 月至 2020 年 1 月，“海洋石油 116”FPSO 生产水月排放量在 $213198\text{m}^3\sim 443735\text{m}^3$ 之间，经处理后的生产水含油浓度月平均值在 $23.6\text{mg/L}\sim 38.2\text{mg/L}$ 之间，2019 年“海洋石油 116”FPSO 含油生产水排放量为 $448.81\times 10^4\text{m}^3$ ，未超出 FPSO 生产水总量控制批复量 $656.16\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。自 2018 年 8 月 WC8-3WHPB 平台的生产水处理设施投入使用以来，生产水月排放量在 $13775\text{m}^3\sim 43051\text{m}^3$ 之间，经处理后的生产水含油浓度月平均值在 $12\text{mg/L}\sim 21\text{mg/L}$ 之间，2019 年 WC8-3WHPB 平台含油生产水排放量为 $487476\text{m}^3/\text{a}$ ，未超过其最大生产水排放量 $51.10\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

综上所述，本项目依托的“海洋石油 116”FPSO 近年生产水处理浓度符合海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）三级海域排放要求（月平均值 $\leq 45\text{mg/L}$ ）和原环评报告书控制标准的要求，油田群生产水处理设施运行状况良好。

表 6.4-2 “海洋石油 116”FPSO、WC8-3WHPB 平台生产水排放情况

日期	“海洋石油 116” FPSO		WC8-3WHPB 平台	
	月排放量 (m^3)	石油类月平均排放浓度 (mg/L)	月排放量 (m^3)	石油类月平均排放浓度 (mg/L)
2018 年 1 月	244469	36.9	\	\
2018 年 2 月	213198	38.2	\	\
2018 年 3 月	232109	35.8	\	\
2018 年 4 月	279843	34.5	\	\
2018 年 5 月	303479	34.4	\	\
2018 年 6 月	306208	30.3	\	\
2018 年 7 月	341400	33.3	\	\
2018 年 8 月	332569	30.5	\	\
2018 年 9 月	268204	34.0	13775	21.7
2018 年 10 月	345456	33.7	41407	12.0
2018 年 11 月	379446	31.6	16596	21.0
2018 年 12 月	371669	32.3	25094	17.0
2019 年 1 月	344975	29.2	42388	18.3
2019 年 2 月	316664	25.6	38727	18.9
2019 年 3 月	364157	24.7	42646	17.5
2019 年 4 月	314948	25.0	41453	19.1
2019 年 5 月	331644	23.9	41918	19.2
2019 年 6 月	370423	23.6	40602	18.3
2019 年 7 月	408194	26.7	38628	16.4
2019 年 8 月	380955	29.8	38274	17.6



日期	“海洋石油 116” FPSO		WC8-3WHPB 平台	
	月排放量 (m ³)	石油类月平均排放浓度 (mg/L)	月排放量 (m ³)	石油类月平均排放浓度 (mg/L)
2019 年 9 月	369417	30.2	37180	17.4
2019 年 10 月	405674	30.4	41480	17.5
2019 年 11 月	437342	31.0	41178	17.0
2019 年 12 月	443735	31.2	43002	17.1
2020 年 1 月	393740	30.3	43051	17.2
最大	443735	38.2	43051	21.0
最小	213198	23.6	13775	12.0

注：“\”表示该月未排放生产水。

6.4.2.2 生活污水

本项目涉及改造的 WC14-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台以及依托的“海洋石油 116”FPSO 的近一年生活污水检测结果见表 6.4-3。其中 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台生活污水采用生化法进行处理，WC13-6WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO 生活污水采用电解法进行处理，并安装生活污水流量计量装置。生活污水每月采样一次，送国家海洋局湛江海洋环境监测站进行检测。由表 6.4-3 的检测结果表明，自 2018 年 1 月至 2020 年 1 月，WC14-3WHPA 平台生活污水 COD 排放浓度在 83~232mg/L 之间，WC8-3WHPA 平台生活污水 COD 排放浓度在 71~458mg/L 之间，WC13-6WHPA 平台生活污水 COD 排放浓度在 83~266mg/L 之间，“海洋石油 116”FPSO 生活污水 COD 排放浓度在 83~263mg/L 之间，COD 排放浓度均能满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级标准要求的要求的≤500mg/L 的要求，生活污水处理装置运行正常。

表 6.4-3 2018-2019 年本工程依托平台生活污水检测结果

日期	WC14-3 WHPA 平台生活污水		WC8-3 WHPA 平台生活污水		WC13-6 WHPA 平台生活污水		FPSO 生活污水	
	排放量 (m ³)	COD (mg/L)	排放量 (m ³)	COD (mg/L)	排放量 (m ³)	COD (mg/L)	排放量 (m ³)	COD (mg/L)
2018.1	54	169	86	239	285	211	350	121
2018.2	31	116	40	99	166	98	188	89
2018.3	97	152	82	114	294	112	366	113
2018.4	93	136	60	137	271	137	340	129
2018.5	70	89	73	86	354	102	375	126



日期	WC14-3 WHPA 平台生活污水		WC8-3 WHPA 平台生活污水		WC13-6 WHPA 平台生活污水		FPSO 生活污水	
	排放量 (m ³)	COD (mg/L)	排放量 (m ³)	COD (mg/L)	排放量 (m ³)	COD (mg/L)	排放量 (m ³)	COD (mg/L)
2018.6	59	90	54	130	305	162	320	132
2018.7	91	84	88	76	398	83	327	90
2018.8	64	153	81	71	345	122	349	102
2018.9	49	118	55	128	258	111	247	116
2018.10	109	111	50	123	274	111	293	114
2018.11	64	226	60	116	253	121	303	93
2018.12	36	208	47	149	354	96	351	115
2019.1	58	133	126	172	325	144	293	87
2019.2	25	139	57	164	238	138	199	120
2019.3	61	114	129	118	473	134	349	83
2019.4	59	83	129	98	612	149	305	99
2019.5	75	105	123	100	699	167	329	90
2019.6	59	232	140	458	473	196	339	245
2019.7	79	159	128	288	334	187	359	208
2019.8	93	104	118	266	345	165	315	184
2019.9	83	131	113	246	320	114	268	263
2019.10	79	155	129	267	580	108	375	159
2019.11	79	190	87	288	690	158	385	207
2019.12	76	200	103	160	764	146	372	190
2020.1	48	90	82	190	297	266	227	202
最大	109	232	140	458	699	266	385	263
最小	25	83	40	71	166	83	188	83

6.4.2.3 其他污染物处理/排放情况

a. 其他含油污水

本项目依托的“海洋石油 116”FPSO 均设有开排系统和闭排系统，开排系统主要用于收集甲板冲洗水和初期雨水。闭排系统用来收集带压容器、管道等排出的带压流体。开式排放罐达到一定液位后，由开式排放泵将收集的液体送至闭式兼冷放空系统；闭式排放罐达到一定液位时，收集的污水送至工艺系统进行处理。本项目涉及的 WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、WC13-6WHPA 平台以及“海洋石油 116”FPSO 开/闭排系统运行正常。

b. 伴生天然气

文昌油田群伴生天然气在“海洋石油 116”FPSO 上经气液分离处理后，部分去燃料气系统作为燃料气用于发电，多余部分通过火炬系统燃烧后排



放。目前“海洋石油 116”FPSO 上火炬放空系统运行情况较好。

c. 固体废弃物

本项目涉及的 WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、WC13-6WHPA 平台以及“海洋石油 116”FPSO 上均设有垃圾回收箱和食品废弃物粉碎设备，对除食品废弃物以外的生活垃圾和生产垃圾分类进行回收，运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

d. 船舶污染物

本项目生产过程中产生的船舶污染物主要包括值班船/供应船等船舶产生的生活污水、生活垃圾、机舱含油污水等。所有作业船舶均设有船用油水分离器，机舱含油污水经处理含油浓度 $\leq 15\text{mg/L}$ 后，达标排海。生活污水通过设置在船舶上的生活污水处理装置处理达标后（符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求）排放入海。除食品废弃物以外的所有生活垃圾禁止排入海中，集中运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置，并符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。

6.5 文昌油田群周围海域环境质量回顾性分析

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

历史环境监测资料采用国家海洋局南海环境监测中心在 2008 年 4 月、2009 年 10 月、2010 年 5 月、2011 年 6 月、2012 年 10 月、2014 年 10 月、2017 年 5 月及 2019 年 9 月对该海域的 4 次春季、4 次秋季历史环境监测资料，历次调查站位对比见图 6.5-1。2008 年以来，文昌油田群海域共开展了 8 次调查，其中 2019 年 9 月为历次调查范围最广和调查站位最多，调查区域几乎覆盖了历次调查区域，站位重合度较好，便于进行同一海域不同时期调查回顾分析。8 次调查均由南海环境监测中心按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》的要求进行。历年调查采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。历年调查内容见表 6.5-1，历次调查文昌油田群的平台设施覆盖



情况见表 6.5-2。

表 6.5-1 历年调查内容

调查时间	站位 (个)	调查项目
2008 年 4 月	28	水质、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2009 年 10 月	28	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2010 年 5 月	24	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2011 年 6 月	30	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2012 年 10 月	35	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2014 年 10 月	38	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2017 年 5 月	38	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量
2019 年 9 月	54	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、鱼卵仔鱼、底栖生物、生物质量

表 6.5-2 历次调查平台设施覆盖情况

调查时间	调查范围覆盖的平台设施
2008 年 4 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、FPSO、WC14-3WHPA、WC8-3WHPA、WC15-1WHPA
2009 年 10 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、“海洋石油 116”FPSO、“南海奋进号”FPSO、WC13-6WHPA
2010 年 5 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、“海洋石油 116”FPSO、“南海奋进号”FPSO、WC13-6WHPA
2011 年 6 月	WC9-2/9-3CEP、WC10-3SPS、WC8-3WHPB
2012 年 10 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、“海洋石油 116 号”FPSO、WC13-1、WC13-2、“南海奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA
2014 年 10 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、“海洋石油 116”FPSO、WC13-1、WC13-2、“南海奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC9-2/9-3CEP
2017 年 5 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、“海洋石油 116”FPSO、WC13-1、WC13-2、“南海奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC9-2/9-3CEP
2019 年 9 月	WC19-1WHPA、WC19-1WHPB、WC19-1WHPC、“海洋石油 116”FPSO、WC13-1、WC13-2、“南海奋进号”FPSO、WC8-3WHPA、WC8-3WHPA、WC14-3WHPA、WC15-1WHPA、WC9-2/9-3CEP

由表可知，历次调查较好的覆盖了本项目涉及的平台设施，除 2008 年 4 月调查为文昌油田群建设前的调查数据以外，其它调查航次均为文昌油田群投产后的调查数据。因此能够通过对比分析较真实地反映文昌油田群投产以后周围海域海洋环境质量变化趋势。

6.5.1 海水水质状况回顾

选取各次调查海水水质评价因子中盐度、pH、DO、COD、石油类、无



机氮、活性磷酸盐、总汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共 16 项作为本次回顾性分析评价因子,海水水质评价采用《海水水质标准》(GB3097-1997)中的一类海水水质标准进行评价。海水水质回顾比较结果见表 6.5-3。从中可以看出:

1.海水 pH 值稳定在 8.0~8.3 之间,历次调查海区 pH 值均在海水正常变化范围内。

2. 海区盐度主要受外海高盐海水控制,具有一定的季节性变化特征,均在正常的变化范围内。

3. DO 历年的含量均值比较接近,但底层海水都存在一定的超标现象,说明调查海区底层海水中存在一定的缺氧现象。

4. 历次调查海水中 COD 的平均值较接近,均满足第一类海水水质标准。

5. 历次调查石油类含量均较低,均符合第一类海水水质标准。

6. 底层营养盐(无机氮和活性磷酸盐)超标较为普遍,底层无机氮和磷酸盐超标与海区本身的水深、水温、DO 含量有关。

7. 历次调查海水中硫化物和挥发酚的含量均很低,远低于第一类海水水质标准。

8. 历次调查汞、砷、铜、铅、锌、镉、总铬等重金属水质要素的含量均较低且变化不大。锌在 2011 年 6 月调查中个别样品出现轻微的超标现象;铜在 2017 年 5 月调查中个别样品出现轻微的超标现象;铅在 2011 年 6 月和 2019 年 9 月调查中均有少量样品超标,但都符合第二类海水水质标准。

通过回顾比较可知,海区各项水质因子较为稳定,未出现明显波动,底层贫氧和富营养化是海区普遍的现象。海区海水质量状况稳定,油田开发活动未对海区水质状况产生明显影响。

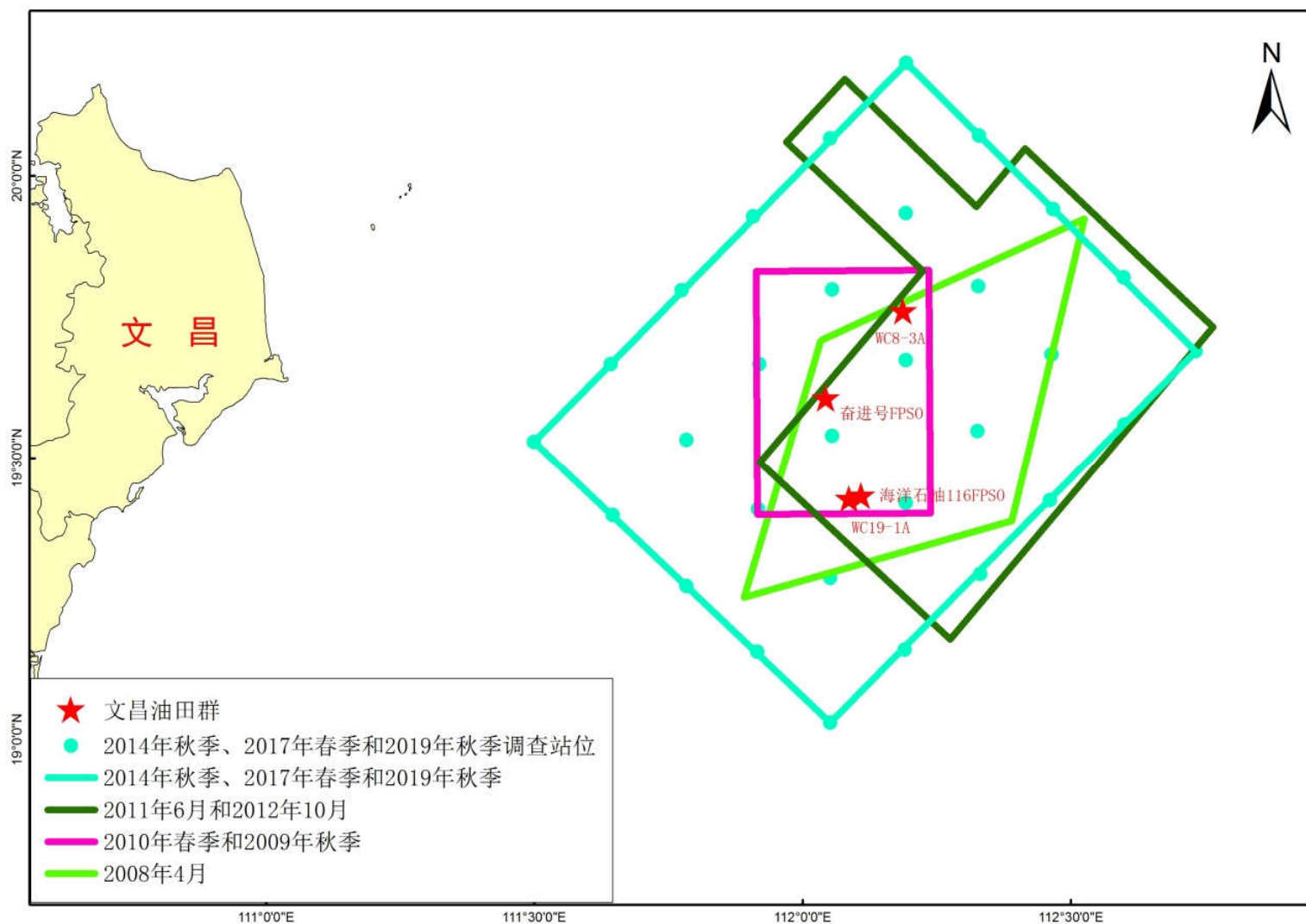


图 6.5-1 本次调查与历史调查站位对比图

表 6.5-3 调查海区海水水质要素回顾比较

调查时间 调查项目		2008年4月	2009年10月	2010年5月	2011年6月	2012年10月	2014年10月	2017年5月	2019年9月
盐度	范围	34.02~34.36	33.48~34.80	32.41~34.97	33.00~34.96	30.65~35.08	32.17~35.58	33.08~35.08	34.10~36.7
	平均值	34.16	33.98	33.95	33.87	33.83	33.83	34.18	34.50
pH	范围	8.10~8.29	8.05~8.33	8.04~8.27	7.87~8.11	8.10~8.27	8.14~8.35	8.17~8.31	8.01~8.21
	平均值	8.23	8.19	8.17	8.04	8.20	8.25	8.25	8.14
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0
DO (mg/L)	范围	5.50~8.63	4.48~6.35	4.05~6.41	5.86~6.51	4.74~6.41	4.63~6.53	4.94~6.54	4.63~6.31
	平均值	6.87	5.80	5.47	6.25	5.81	5.82	6.10	5.71
	超标率 (%)	8	100	40	6.6	37.1	37.4	19.2	57.0
COD (mg/L)	范围	Δ~1.18	Δ~0.43	0.31~1.09	Δ~0.42	Δ~0.33	0.60~1.10	0.22~0.76	Δ~0.73
	平均值	0.27	0.16	0.59	0.24	0.12	0.87	0.41	0.34
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0
石油类 (mg/L)	范围	Δ~0.04	Δ~0.02	0.01~0.03	Δ~0.04	Δ~0.04	0.01~0.03	0.02~0.04	0.004~0.017
	平均值	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.03	0.009
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0
DIN (μg/L)	范围	44.9~2.12×10 ²	22.8~2.87×10 ²	37.8~2.25×10 ²	26.7~2.69×10 ²	16.6~2.36×10 ²	30.0~255.9	12.9~98.0	10.1~176.8
	平均值	82.0	1.09×10 ²	1.12×10 ²	1.00×10 ²	92.5	81.2	28.3	56.7



调查时间		2008年4月	2009年10月	2010年5月	2011年6月	2012年10月	2014年10月	2017年5月	2019年9月
调查项目									
PO ₄ -P (μg/L)	超标率 (%)	8	25	2.4	8.0	3.6	2.7	0	0
	范围	10.6~28.8	13.8~36.5	1.0~34.9	4.6~32.6	△~23.4	△~19.0	4.3~16.9	2.3~28.0
	平均值	16.8	24.0	5.3	8.7	5.2	5.1	7.2	10.0
总汞 (μg/L)	超标率 (%)	81	100	4.2	16.2	4.8	4.4	1.6	24.6
	范围	\	0.015~0.023	0.013~0.028	0.014~0.032	0.017~0.029	0.016~0.025	0.016~0.025	0.015~0.024
	平均值	\	0.019	0.021	0.021	0.023	0.021	0.020	0.019
砷 (μg/L)	超标率 (%)	\	0	0	0	0	0	0	0
	范围	\	1.2~1.7	1.2~2.3	0.7~2.4	1.6~2.4	1.3~1.9	1.4~2.0	1.4~2.6
	平均值	\	1.4	1.6	1.3	2.0	1.6	1.7	2.0
锌 (μg/L)	超标率 (%)	\	0	0	3.4	0	0	0	0
	范围	\	1.8~15.1	4.1~19.5	3.8~20.8	1.2~18.0	4.5~17.5	1.2~15.2	0.30~11.51
	平均值	\	4.6	11.9	11.0	9.1	10.1	4.4	3.01
镉 (μg/L)	超标率 (%)	\	0	0	0	0	0	0	0
	范围	\	△~0.33	△	△~0.28	△~0.65	△~0.14	△~0.26	△~0.21
	平均值	\	0.08	0.05	0.06	0.08	0.07	0.08	0.02
铅 (μg/L)	范围	\	0.3~0.9	0.4~1.0	0.3~1.1	0.3~0.9	0.5~0.9	△~0.9	△~1.95
	平均值	\	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7	0.5	0.65



调查时间		2008年4月	2009年10月	2010年5月	2011年6月	2012年10月	2014年10月	2017年5月	2019年9月
调查项目									
铜 ($\mu\text{g/L}$)	超标率 (%)	\	0	0	2.6	0	0	0	12.0
	范围	\	1.0~2.8	1.0~2.7	0.8~5.0	Δ ~2.5	1.1~3.8	Δ ~6.0	0.12~4.21
	平均值	\	1.7	1.8	2.6	1.3	2.2	1.0	2.14
总铬 ($\mu\text{g/L}$)	超标率 (%)	\	0	0	0	0	0	0.5	0
	范围	0.26~2.48	0.34~1.87	0.95~2.92	0.35~1.56	0.23~1.20	0.33~0.97	0.30~0.99	0.12~2.47
	平均值	0.87	0.80	1.78	0.75	0.53	0.64	0.62	0.38
硫化物 ($\mu\text{g/L}$)	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0
	范围	\	Δ	Δ	Δ ~0.3	Δ ~0.2	Δ ~0.2	Δ ~0.3	Δ ~0.1
	平均值	\	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.05
挥发性酚 ($\mu\text{g/L}$)	超标率 (%)	\	0	0	0	0	0	0	0
	范围	\	Δ	Δ	Δ	Δ ~1.6	Δ ~3.8	Δ ~1.4	Δ ~1.9
	平均值	\	0.5	0.5	0.5	0.5	1.6	0.9	0.7
SS (mg/L)	范围	0.5~7.6	Δ ~20.9	0.4~8.4	0.4~20.9	2.8~12.8	2.8~6.3	0.1~26.0	0.1~16.2
	平均值	2.7	9.5	4.3	4.8	7.2	4.0	6.6	2.6

注：“\”表示该项未监测；“ Δ ”表示该项未检出。



6.5.2 沉积物质量状况回顾

沉积物环境质量状况回顾选取各次调查中有机碳、硫化物、铜、汞、砷、铅、镉、锌、铬和石油类共 10 项作为本次回顾性分析评价因子，沉积物质量评价采用《海洋沉积物质量》（GB18668—2002）中的一类沉积物质量标准进行评价。调查海区历次调查沉积物质量评价结果比较见表 6.5-4。

由表 6.5-4 可知，历次调查海区沉积物中有机碳、硫化物、汞、砷、镉、锌、铬、石油类含量差异不大，均处于极低水平；铜和铅含量在 2009 年 10 月明显高于其它调查，出现轻微超标。对比结果表明，油田开发活动没有对沉积物质量产生明显影响，其中特征污染物石油类在表层沉积物中处于极低水平。



表 6.5-4 历次调查沉积物各项污染物含量及超标情况统计（待续）

调查项目 \ 调查时间		2019年9月	2017年5月	2014年10月	2012年10月	2011年6月	2010年5月	2009年10月
有机碳	范围	0.06~0.27	0.27~0.41	0.14~0.31	0.10~0.36	0.20~0.33	0.32~0.46	0.10~0.26
	平均值	0.17	0.33	0.21	0.23	0.24	0.37	0.16
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0
硫化物	范围	0.01~0.07	0.17~0.33	0.11~0.29	0.02~0.09	0.04~0.26	0.09~0.35	0.03~0.11
	平均值	0.02	0.25	0.19	0.06	0.1	0.17	0.06
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0
总汞	范围	0.04~0.12	0.05~0.49	0.07~0.33	0.05~0.17	0.01~0.17	0.05~0.12	0.06~0.12
	平均值	0.07	0.15	0.13	0.09	0.1	0.08	0.09
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0
砷	范围	0.11~0.17	0.06~0.35	0.17~0.40	0.10~0.29	0.12~0.28	0.32~0.43	0.16~0.43
	平均值	0.14	0.18	0.26	0.17	0.18	0.37	0.2
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0
铜	范围	0.25~0.62	0.07~0.21	0.08~0.16	0.09~0.22	0.07~0.17	0.07~0.21	0.05~1.04
	平均值	0.35	0.13	0.11	0.14	0.12	0.13	0.27
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	7
铅	范围	0.10~0.21	0.01~0.36	0.06~0.20	0.04~0.23	0.07~0.28	0.09~0.18	0.09~1.23
	平均值	0.13	0.1	0.13	0.13	0.14	0.14	0.64
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	27
镉	范围	0.26~0.35	0.06~0.16	0.05~0.66	0.12~0.50	0.04~0.38	0.08~0.20	0.08~0.54
	平均值	0.30	0.11	0.22	0.27	0.23	0.15	0.26
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0
锌	范围	0.36~0.47	0.25~0.44	0.14~0.34	0.30~0.46	0.21~0.41	0.21~0.34	0.24~0.69
	平均值	0.41	0.36	0.28	0.37	0.3	0.26	0.48
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0
铬	范围	0.16~0.24	0.22~0.49	0.14~0.20	0.12~0.19	0.12~0.26	0.13~0.20	0.13~0.23
	平均值	0.21	0.32	0.17	0.16	0.21	0.15	0.17



调查项目 \ 调查时间		2019年9月	2017年5月	2014年10月	2012年10月	2011年6月	2010年5月	2009年10月
		超标率(%)	0	0	0	0	0	0
油类	范围	0.01~0.02	0.01~0.02	0.01~0.03	0.02~0.05	0.01~0.06	0.04~0.07	0.01~0.04
	平均值	0.01	0.01	0.02	0.03	0.02	0.06	0.02
	超标率(%)	0	0	0	0	0	0	0



6.5.3 海洋生物生态状况回顾

海洋生物生态状况采用 2008 年 4 月、2009 年 10 月、2010 年 5 月、2011 年 6 月、2012 年 10 月、2014 年 10 月、2017 年 5 月及 2019 年 9 月共 8 次调查资料对本海区海洋生物生态环境质量比较分析，其中包括 4 次春季调查、4 次秋季调查。各次生物生态评价要素包括：叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。

6.5.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 和海洋初级生产力调查数据的对比分析统计结果见表 6.5-5，从表可见：从 2008 年至 2010 年海区叶绿素 a 和初级生产力逐年降低，2011 年 6 月两项指标数值明显升高，而自 2012 年之后的最近 4 次调查，指标数值均低于 2011 年，但 4 次调查结果之间波动不显著。由于调查年份跨度较大，该海区叶绿素 a 和初级生产力季节变化不明显。各次调查显示海区叶绿素 a 含量都处于低水平，指示海区属于典型的贫营养海区。

6.5.3.2 浮游植物

浮游植物历次调查结果比较见表 6.5-6 和表 6.5-7。由表可知，浮游植物个体数量以 2008 年 4 月份最高，2009 年 10 月最低，其余年份相差不大，各次调查个体数量水平均为低水平；调查海区多样性指数相差不大，除 2008 年 4 月略低外，其余 7 次调查均处于较高水平，其平均多样性指数显示海区为清洁；从均匀度来看，8 次调查相差不大。主要优势种变化不大，以硅藻为主要类群，但从 2009 年至 2010 年，海区甲藻、蓝藻等类群数量开始增多，出现了相应的优势种。总体上海区秋季角毛藻出现的数量较高，春季则根管藻较多。历次调查显示海区浮游植物各项指标比较稳定，波动不大，优势种季节性更替。

6.5.3.3 浮游动物

历次调查浮游动物种类组成及主要指标数据比较见表 6.5-8 和表 6.5-9。



表 6.5-5 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

调查时间		叶绿素 a (mg/m ³)	初级生产力 (mg·C/(m ² ·d))	
春季	2017 年 5 月	平均值	0.16	73.15
		范围	0.07~0.30	35.16~138.00
	2011 年 6 月	平均值	1.10	1140
		范围	0.09~5.87	92.05~6359
	2010 年 5 月	平均值	0.05	84.53
		范围	0.01~0.10	15.04~198.53
	2008 年 4 月	平均值	0.24	330
		范围	0.16~0.31	217~451
秋季	2019 年 9 月	平均值	0.12	46.39
		范围	0.08~0.17	31.97~62.52
	2014 年 10 月	平均值	0.16	199
		范围	0.09~0.24	114~304
	2012 年 10 月	平均值	0.21	203
		范围	0.14~0.30	132~293
	2009 年 10 月	平均值	0.09	128
		范围	0.06~0.14	81.2~199

表 6.5-6 历次调查浮游植物的生物指标比较

调查时间	种类	个体数量 (×10 ⁴ 个/m ³)		多样性指数		均匀度		
		平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	
春季	2017 年 5 月	4 门 36 属 110 种	11.90	1.80~9.60	3.79	2.36~4.55	0.84	0.68~0.95
	2011 年 6 月	3 门 27 属 67 种	32.10	9.53~69.40	3.78	2.09~4.15	0.85	0.45~0.93
	2010 年 5 月	3 门 40 属 107 种	28.40	0.60~146.90	3.37	2.91~4.24	0.77	0.59~0.95
	2008 年 4 月	4 门 38 属 136	87.60	3.71~185.00	2.80	2.13~3.22	0.85	0.76~0.94
秋季	2019 年 9 月	3 门 36 属 76 种	10.57	0.30~35.48	2.89	1.07~4.01	0.71	0.31~0.98
	2014 年 10 月	4 门 33 属 125 种	18.64	1.40~120.80	3.77	2.16~4.66	0.84	0.66~0.96
	2012 年 10 月	3 门 35 属 91 种	29.90	0.86~562.00	3.57	2.16~4.38	0.84	0.63~0.95
	2009 年 10 月	2 门 27 属 98 种	6.70	3.36~11.60	4.17	3.42~4.52	0.84	0.75~0.93



表 6.5-7 历次调查浮游植物优势种比较

调查时间		优势种
春季	2017 年 5 月	丹麦细柱藻、窄隙角毛藻、红海束毛藻、铁氏束毛藻
	2011 年 6 月	刚毛根管藻、红海束毛藻、笔尖形根管藻、萎软几内亚藻、膜质半管藻、翼根管藻、细长翼根管藻、洛氏角毛藻、宽笔尖型根管藻
	2010 年 6 月	密聚角毛藻、笔尖型根管藻、美丽漂流藻、波状角藻、叉角藻、四叶鸟尾藻
	2008 年 4 月	菱形海线藻、佛氏海毛藻、笔尖型根管藻、铁氏束毛藻、密聚角毛藻、洛氏角毛藻、优美拟菱形藻
秋季	2019 年 10 月	细弱海链藻、长海毛藻、伏氏海毛藻、铁氏束毛藻、角毛藻属、短刺角毛藻
	2014 年 10 月	窄隙角毛藻、铁氏束毛藻、伏氏海毛藻、海洋角毛藻、短刺角毛藻
	2012 年 10 月	洛氏角毛藻、密聚角毛藻、主型透明辐秆藻、暹罗角毛藻
	2009 年 10 月	密聚角毛藻、笔尖型根管藻、三叉角藻、膜质半管藻、二齿双管藻、线性圆筛藻、四叶鸟尾藻、太阳漂流藻



表 6.5-8 历次调查浮游动物种类组成及主要指标数据对比

项目 \ 时间	春季				秋季			
	2017年5月	2011年6月	2010年6月	2008年4月	2019年9月	2014年10月	2012年10月	2009年10月
种类数	367	279	289	291	300	314	352	317
生物量 ($\times 10^2$ mg/m ³)	85.44	0.95	0.58	1.31	1.17	0.30	0.76	0.60
丰度(ind/m ³)	23.76	174.94	65.70	91.67	103.55	25.54	57.65	30.90
多样性	5.36	5.09	5.29	4.25	4.99	5.96	4.95	5.36
均匀度	0.87	0.77	0.73	0.57	0.76	0.84	0.67	0.74
优势类群	桡足类 35.4%	桡足类 50.7%	桡足类 54.7%	桡足类 54.1%	桡足类 31.4%	桡足类 31.2%	桡足类 37.5%	桡足类 39.5%
	水母类 18.8%	毛颚类 12.3%	毛颚类 15.2%	毛颚类 10.2%	浮游幼体 20.7%	水母类 14.8%	水母类 14.8%	毛颚类 12.9%
	端足类 10.35%	被囊类 11.7%	磷虾类 6.5%	被囊类 9.1%	毛颚类 15.3%	端足类 13.1%	端足类 12.2%	被囊类 10.7%



通过对比可以发现，2014年10月浮游动物种类数处于较高水平，个体数量和生物量则处于历次调查最低水平，2011年6月个体数量偏高主要是由于个别站位出现大量的蛇尾纲长腕幼虫导致个体数量均值升高；种类多样性指数和均匀度均处于较高水平。

综合历次调查的结果显示，调查海区浮游动物丰度和生物量以春季较高，秋季浮游动物个体数量较低。优势类群方面，桡足类始终是本海区最具优势的类群，在历次调查中海区毛颚类和被囊类在浮游动物总数中的比例较为稳定。海区浮游动物优势种各次调查均不相同，肥胖箭虫、达氏波水蚤是海区常见优势种，总而言之，调查海区浮游动物多样性指数较高，群落结构较为稳定，处于较健康状态。

表 6.5-9 历次调查浮游动物优势种比较

调查时间		优势种
春季	2017年5月	肥胖箭虫(0.09)、达氏筛哲水蚤(0.05)、奇桨剑水蚤(0.04)、叉真刺水蚤(0.04)、双尾萨利扭鳃樽(0.04)、丹氏厚壳水蚤(0.03)
	2011年6月	狭额次真哲水蚤(0.10)、肥胖箭虫(0.10)、芦氏拟真刺水蚤(0.08)、普通波水蚤(0.08)、小哲水蚤(0.05)、多手纽鳃樽(0.03)、达氏筛哲水蚤(0.03)、后圆真浮萤(0.02)、丹氏厚壳水蚤(0.02)、半口壮丽水母(0.02)、长吻纽鳃樽(0.02)
	2010年5月	肥胖箭虫(0.09)、达氏筛哲水蚤(0.07)、普通波水蚤(0.06)、狭额次真哲水蚤(0.04)、丹氏厚壳水蚤(0.04)、微型箭虫(0.02)、小哲水蚤(0.02)
	2008年4月	肥胖箭虫、半口壮丽水母、达氏筛哲水蚤、精致真刺水蚤、狭额次真哲水蚤
秋季	2019年9月 (本次调查)	后圆真浮萤(0.154)、肥胖箭虫(0.136)、叉真刺水蚤(0.081)、中型莹虾(0.055)、普通波水蚤(0.031)、飞龙翼箭虫(0.029)、狭额次真哲水蚤(0.027)和达氏筛哲水蚤(0.024)
	2014年10月	肥胖箭虫(0.069)、达氏筛哲水蚤(0.064)、双尾纽鳃樽东方亚种(0.055)、普通波水蚤(0.052)、丹氏厚壳水蚤(0.044)和奇桨剑水蚤(0.032)和截拟平头水蚤(0.020)
	2012年10月	达氏筛哲水蚤(0.063)、抱球虫(0.059)、肥胖箭虫(0.043)、小哲水蚤(0.037)、角锚哲水蚤(0.028)、丹氏厚壳水蚤(0.027)、截拟平头水蚤(0.022)
	2009年10月	肥胖箭虫、达氏筛哲水蚤、叉真刺水蚤、丹氏厚壳水蚤

6.5.3.4 底栖生物

历次调查底栖生物的主要指标数据及优势种比较见表 6.5-10。



调查海区底栖生物种类较为丰富，除 2009 年 10 月，其它航次调查底栖生物种类数量均在 120 种以上，而 2009 年调查主要受站位数量、覆盖面积及分布区域等因素影响，种类数量相对较少。历次调查海区底栖生物均以节肢动物、软体动物、脊索动物和棘皮动物为主；主要优势种的更替较为明显，受季节影响较大。栖息密度和生物量总体变化不大，2019 年 9 月调查结果略高于以往历次调查结果。多样性指数和均匀度指数波动不明显，多样性指数大多处于 3 以上，均匀度指数均处于 0.8 以上，可见近年来调查海域底栖生物多样性保持在较高的水平上。

总的来说，调查海区底栖生物种类丰富，多样性水平较高，群落结构维持稳定。

6.5.3.5 生物质量

本次生物质量回顾评价因子选取汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油烃共 8 项。甲壳类、软体类和鱼类体内的污染物质含量评价标准采用《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，鱼类的石油烃采用《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。

历次调查各项因子平均标准指数和超标率统计数据详见表 6.5-11，由表可知，历年调查中该海域的甲壳类、鱼类和软体类的生物质量都处于良好水平，并且甲壳类、鱼类和软体类体内各项调查因子没有出现过超标。总体上，历次调查平均指数值都处于较低水平。



表 6.5-10 历次调查底栖生物指标数据及优势种比较

调查时间		种类数	主要类群及种类百分比			栖息密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)	多样性指数 H'	均匀度 J'	主要优势种
春季	2017年5月	165	节肢动物 (39.4%)	软体动物 (20.6%)	脊索动物 (16.4%)	15.20	2.60	3.50	0.88	镶边海星、简氏瓷蛇尾、羊舌鲆、日本刺铠虾、无刺口虾姑、银光梭子蟹、扁尾美人虾
	2011年6月	122	节肢动物 (41.8%)	脊索动物 (17.2%)	软体动物 (16.4%)	8.20	1.00	3.65	0.90	简氏瓷蛇尾、扇形珊瑚、日本刺铠虾、镶边海星
	2010年5月	141	节肢动物 (34.0%)	软体动物 (20.6%)	棘皮动物 (15.6%)	9.70	1.20	3.19	0.80	简氏瓷蛇尾、象牙长螯蟹
	2008年4月	143	节肢动物 (37.1%)	脊索动物 (20.3%)	软体动物 (18.9%)	6.80	0.50	4.20	0.88	首颈刺铠虾、胎生盖蛇尾、北原左鲆
秋季	2019年9月	166	节肢动物 (34.9%)	软体动物 (21.1%)	脊索动物 (20.5%)	15.80	0.70	3.50	0.88	单棘槭海星、简氏瓷蛇尾、羊舌鲆、须赤虾、无刺口虾姑、六突拟对虾、银光梭子蟹、栉管鞭虾
	2012年10月	149	节肢动物 (43.6%)	脊索动物 (18.8%)	软体动物 (14.8%)	6.60	0.80	3.47	0.83	波纹巴非蛤、圆板赤虾、首颈刺凯虾、凹管鞭虾、北原左鲆
	2009年10月	100	节肢动物 (44.0%)	脊索动物 (16.0%)	软体动物 (14.0%)	8.30	2.30	2.24	0.93	假长缝拟对虾、镶边海星、银光梭子蟹

表 6.5-11 历次调查底栖生物质量对比分析

类别	调查时间	类比项	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃	
鱼类	2019年9月	平均值	0.19	0.42	0.01	0.21	0.06	0.09	0.02	0.08	
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2017年5月	平均值	0.07	0.25	0.02	0.17	0.14	0.17	0.17	0.17	0.07
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2014年10月	平均值	0.10	0.01	0.17	0.13	0.16	0.13	0.30	0.30	0.11
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2012年10月	平均值	0.26	0.20	0.02	0.15	0.12	0.29	0.01	0.01	0.37
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2011年6月	平均值	0.12	0.05	0.02	0.55	0.03	0.23	0.30	0.30	0.37
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2010年5月	平均值	0.06	0.30	0.40	1.10	0.03	10.80	0.40	0.40	5.46
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2009年10月	平均值	0.20	0.53	0.02	0.45	0.18	0.27	0.04	0.04	0.04
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2008年4月	平均值	0.27	0.07	\	0.30	0.13	0.28	0.17	0.17	0.32	
	超标率	0%	0%	\	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
甲壳类	2019年9月	平均值	0.32	0.61	0.02	0.09	0.04	0.04	0.02	0.08	
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2017年5月	平均值	0.10	0.17	0.07	0.20	0.13	0.12	0.14	0.14	
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2014年10月	平均值	0.14	0.07	0.21	0.08	0.09	0.15	0.18	0.22	
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2012年10月	平均值	0.25	0.12	0.02	0.15	0.14	0.32	0.01	0.01	0.18
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2008年4月	平均值	0.96	0.14	\	0.37	0.14	0.07	0.07	0.07	0.32
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
软体类	2019年9月	平均值	0.13	\	0.02	0.01	0.00	0.01	\	0.19	
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2014年10月	平均值	0.10	0.11	0.05	0.08	0.07	0.04	0.16	0.44	
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2012年10月	平均值	0.17	0.08	0.01	0.15	0.03	0.14	0.01	0.01	0.12
		超标率	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

注：“\”表示该项未监测。

6.6 环境影响回顾性分析结论

根据近年文昌油田群主要污染物处理/排放情况可见，本项目涉及的文昌油田群现有生产水处理系统、生活污水处理系统和其他环保设施目前运行正常。文昌油田群投产以来，有一定数量的含油生产水和生活污水达标排放入海，由于对外排污水采取了有效的处理措施，且文昌海域扩散条件良好，油田群外排含油生产水对油田群周围的海水水质并未造成明显影响。文昌油田群投产

以来，未发生过溢油等环境风险事故。

从总体上讲，文昌油田群所在海区海水水质依然保持较好水平，DO 在底层海水存在一定的超标现象，底层营养盐（无机氮和活性磷酸盐）超标较为普遍，锌在 2011 年 6 月调查中个别样品出现轻微的超标现象，铜在 2017 年 5 月调查中个别样品出现轻微的超标现象，铅在 2011 年 6 月和 2019 年 9 月调查中出现少量样品超标，但都符合第二类海水水质标准，海水中石油类含量与油田群投产初期相比未见明显升高。海底沉积物中各评价因子标准指数均处于较低水平，仅铜和铅含量在 2009 年 10 月调查中个别站点出现轻微超标，沉积物质量良好，其中特征污染物石油类在表层沉积物中仍处于较低水平。历次调查显示调查海域属于典型的贫营养海区，浮游植物各项指标比较稳定，波动不大，优势种季节性更替；海区浮游动物种类较多，主要优势种年度变化不大，群落结构未出现稳定性降低的现象；底栖生物种类丰富，多样性水平较高，群落结构维持稳定；油田群周围海域生物质量状况较为稳定，未出现生物质量趋于恶化的现象。



7 海洋环境影响预测与评价

根据工程分析，文昌油田群产能释放二期项目排放的主要污染物为生产水，本篇利用数值模拟方法对生产水排放的影响范围进行预测，并根据预测结果进行分析与评价对海洋环境的影响。

7.1 评价海域海流模型

海水运动是海洋中污染物输运的载体，为此在预测排放污染物扩散时需利用流体动力学基本方程组计算海域的流场。

7.1.1 三维流体动力学方程

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

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

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

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

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

7.1.1.1 边界条件

关于 u 、 v 和 w 的表面及底部边界条件为：



在 $z = \eta$ 处:

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

$z = -d$ 处:

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

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

固体侧边界条件:

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件:

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

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

7.1.1.2 初始条件

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

其中, d 为计算开始时刻各个网格的静水深。

7.1.1.3 计算海域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为南海北部海域, 在计算浓度场时将网格加密至最小网格边长 50m, 以求得准确的污染物浓度分布; 工程海域水深约 110~130m, 垂向采用 σ 坐标, 共分为 5 层, 从海面往下 0-10m 为第 1 层, 10-20m 为第 2 层, 20-50m 为第 3 层, 50-80m 为第 4 层, 80m 至海底为第 5 层。计算海域及网格设置如图 7.1-1 所示。

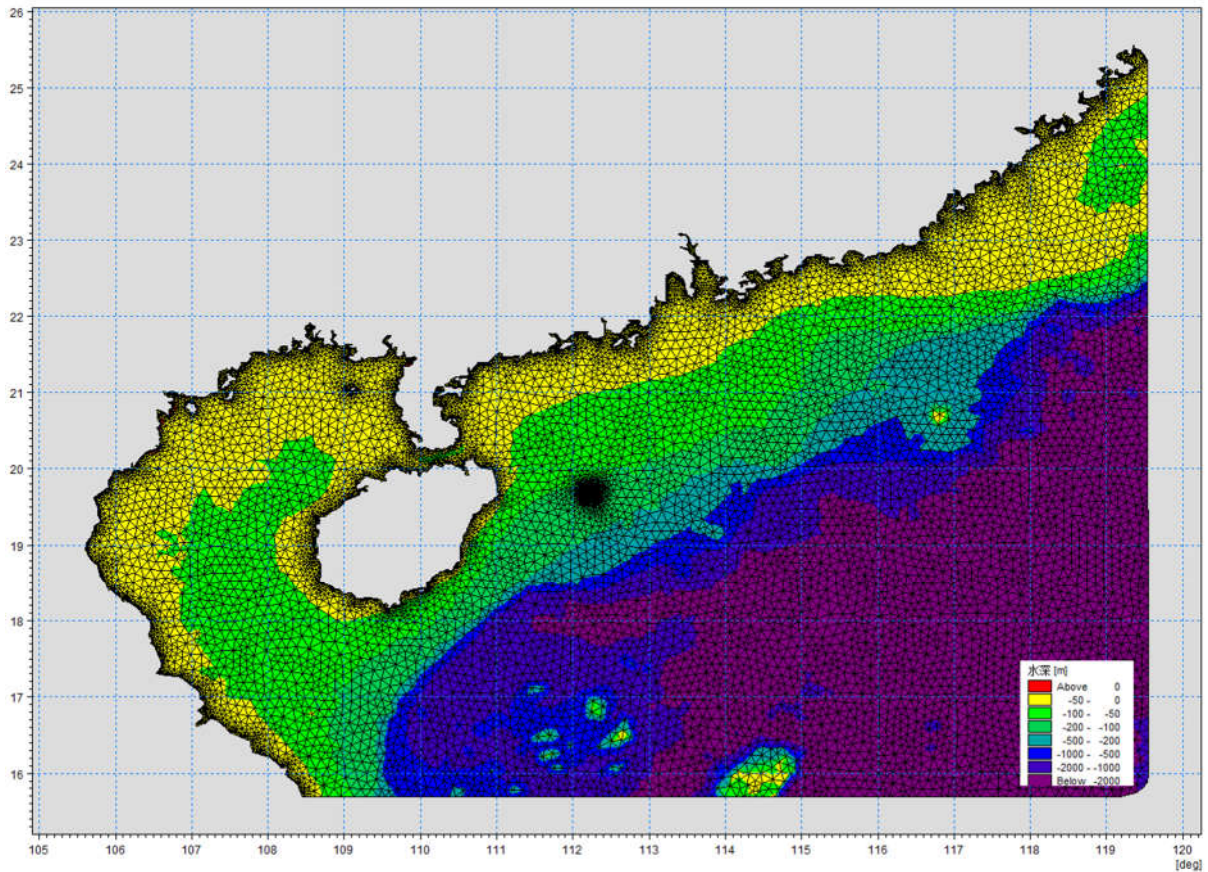


图 7.1-1 计算海域网格设置

7.2 潮流与潮位验证

在计算海域中，选取 WC19-1N、WC8-3E 和 WC13-6 三点作为潮流和潮位验证点，各点坐标如表 7.2-1 所示。在这些点分别将对应的数值计算结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.2-1。

表 7.2-1 潮流、潮位验证点地理坐标及时间

站点名称	位置	验证项目	观测时间
WC19-1N		潮流	2011 年 5 月 8 日
WC8-3E		潮位	2011 年 5 月 14 日
WC13-6		潮流、潮位	2011 年 8 月 22 日

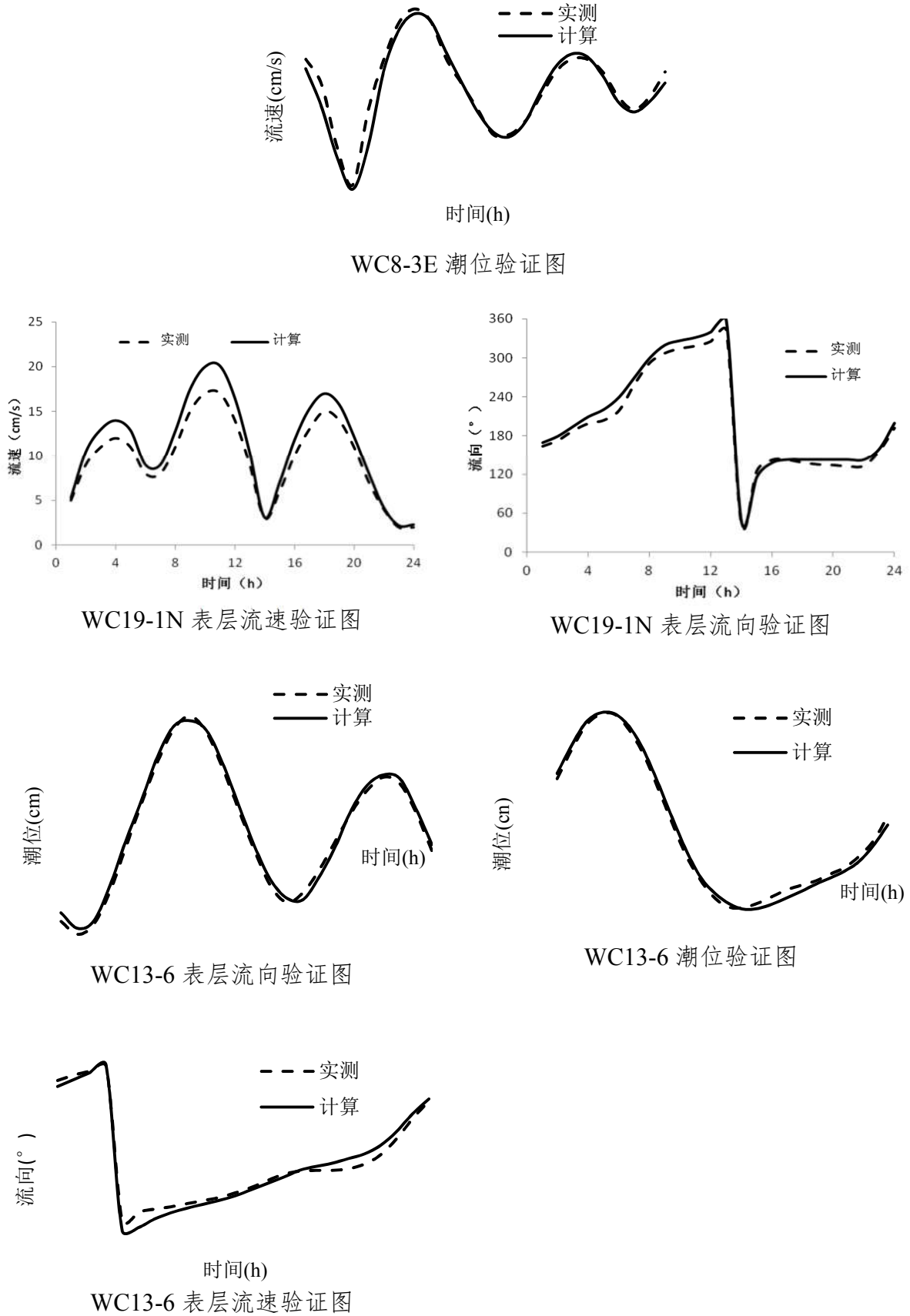


图 7.2-1 潮流潮位验证曲线

从图中可以看出各站位的潮位振幅和位相计算值与实测值基本一致，潮位偏差在±10cm之内；流速的大小以及主流方向、转流方向等的计算值亦与实测值基本一致，流速过程线基本一致，涨落潮段平均流速偏差在±10%之内，流向偏差在±15°之内。潮位和潮流的验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

7.3 生产水排放预测

7.3.1 生产水排放预测方案

本项目新增 2 个生产水排放点：WC8-3WHPA 和 WC14-3WHPA 平台，排放位置及源强见表 7.3-1。

表 7.3-1 生产水排放点位置及源强

排放点	东经	北纬	最大排放速率 (m³/d)	最大排放浓度 (mg/L)	石油类排放源强 (g/s)
WC8-3WHPA	██████████	██████████	4237	45	2.21
WC14-3WHPA	██████████	██████████	3000	45	1.56

7.3.2 物质输运方程

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

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

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

边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

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

n 为闭边界的法线方向。即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

初始条件：根据海洋环境质量现状调查结果，选取春、秋季中调查较大值，因此选取 2017 年 4 月（春季）海洋环境质量现状调查结果，石油类浓度背景值为 0.031 mg/L。

7.3.3 生产水排放预测结果

WC8-3WHPA 平台和 WC14-3WHPA 平台生产水排放石油类浓度包络面积预测结果见表 7.3-2-表 7.3-3 和图 7.3-1-图 7.3-2。由预测结果可见，由于石油类密度小于海水，入海后基本位于表层水体（海面至 10m），超一类包络面积为 0.221km²，超一类最大距离约 0.35km。

表 7.3-2 石油类浓度预测结果

平台	超一类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一类距离 (km)
WC8-3WHPA	0.221	0.016	0.005	0.35
WC14-3WHPA	0.182	0.013	0.004	0.30

表 7.3-3 石油类超标不同区间面积(km²)

平台	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WC8-3WHPA	0.100	0.056	0.049	0.016
WC14-3WHPA	0.083	0.046	0.040	0.013

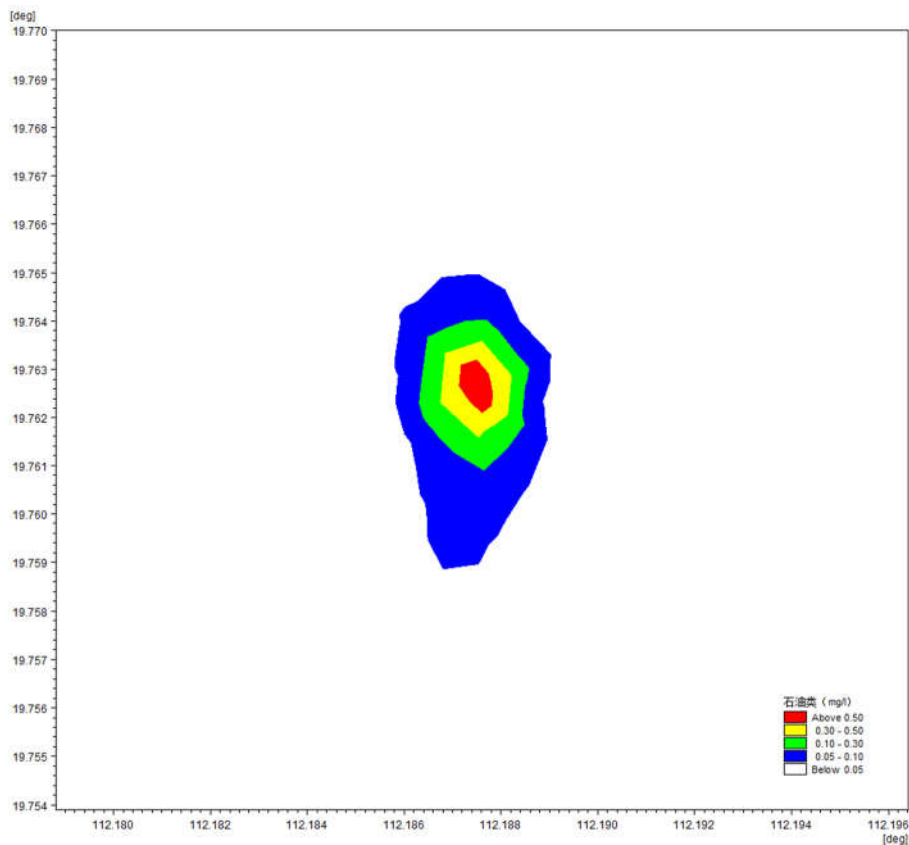


图 7.3-1 WC8-3WHPA 平台生产水排放石油类浓度包络线(表层)

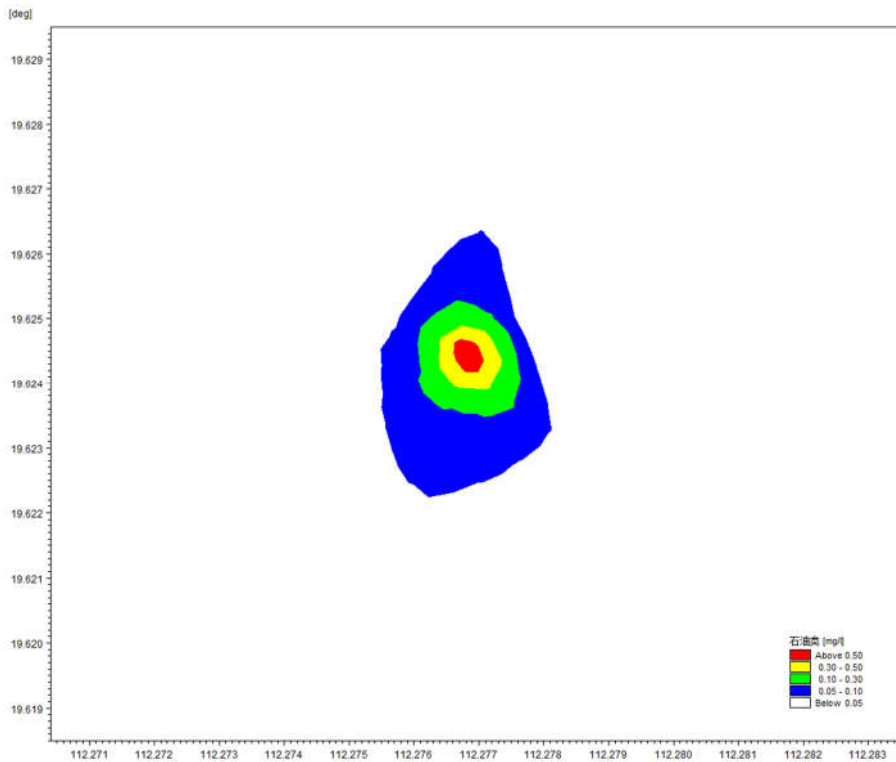


图 7.3-2 WC14-3WHPA 平台生产水排放石油类浓度包络线(表层)

7.4 工程对海水水质影响

7.4.1 施工阶段对海水水质的影响

本项目施工阶段产生的生活污水经平台上的生活污水处理设施处理，达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的标准后排海。本工程施工期生活污水的排放量很小，在施工期间属短期污染行为，对海水质量不构成明显影响。

由于本项目不涉及钻井作业及海管铺设，施工期间不产生海管铺设的悬浮沙及钻井作业排放的钻井液和钻屑，对海水水质不构成影响。

7.4.2 生产阶段对海水水质的影响

本项目生产阶段 WC13-6WHPA 平台有少量的发电机冷却水排放，由于其本身排放量小（ $6\text{ m}^3/\text{h}$ ），且温升不高（排海温度为 35°C ），其对平台周围海水温度影响轻微。本项目生产阶段对海水水质的影响主要是生产水的排放。石油类由于密度小于海水，根据数值模拟结果，基本位于表层水体（海面至 10m ），超一类面积长轴方向基本平行于主流向，且超一类面积与排放源强正相关，但非线性关系。WC8-3 WHPA 平台及 WC14-3 WHPA 平台排放影响面积均较小，WC8-3WHPA 平台生产水排放超一类包络面积为 0.221km^2 ，超一类最大距离约 0.35km ；WC14-3WHPA 平台生产水排放超一类包络面积为 0.182km^2 ，超一类最大距离约 0.30km 。

7.5 工程对海洋生态影响

本工程对生态环境的影响主要表现为生产阶段含油生产水的排放对浮游生物、底栖生物、鱼卵和仔稚鱼造成的损害。

7.5.1 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，石油类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，低浓度的石油类对浮游植物的生长无影响或有促进作用，而高浓度的石油类对藻类产生危害。Patin 研究表明，低浓度的石油类（ 0.024mg/L ）可促进浮游

植物（优势种 *apanzomenon flosaquae*）的光合作用，1.45mg/L 的溶解石油类对其有明显的抑制作用。Mironov 曾作过石油类对几种黑海单细胞藻类影响的浓度范围，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，本项目所排放的生产水石油类浓度平均值约为 24.26mg/L（小于 100mg/L），由此可见，排放的含油生产水对浮游植物的生长繁殖产生的抑制作用较小。

7.5.2 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，石油类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，石油类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。

根据本项目含油生产水预测结果，含油生产水排放超一类（0.05mg/L）水质的最大影响面积为 0.403km²，在此范围内可导致部分鱼卵、仔稚鱼、虾类幼体及底栖生物浮游幼虫等畸变、死亡，成体浮游动物由于具有一定的逃避能力，受石油类污染的影响较小。总体而言，对超一类范围内浮游动物幼体有一定的影响，对超一类范围外水域中的浮游动物不会产生明显的毒性作用。

7.5.3 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类对底栖生物均可产生影响。据有关研究结果，石油类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~100 mg/L，瓣鳃类的致死浓度为 5mg/L~500 mg/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。

根据本项目含油生产水预测结果，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，含油生产水的排放对底栖生物的影响很小。

7.6 工程对海洋生态环境损失评估

本项目对海洋生态环境的损失包括对海洋生物资源的损失和对海洋生态服务功能的损失两部分，其中对海洋生物资源的损失根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）进行估算，对海洋生态服务功能的损失按照《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T28058-2011）并参考《海洋生态损害评估技术指南(试行)》进行估算，二者合计即为本项目对海洋生态环境总的损失。

7.6.1 海洋生物资源损失评估

7.6.1.1 生物资源损失评估方法及参数

依据 SC/T9110-2007 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。WC 8-3WHPA 平台和 WC14-3WHPA 平台生产水排放时间为 365 天/年；因此，本工程正常生产情况下含油生产水的达标排放按持续性损害进行评估。

a. 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。

b. 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》，生物损失率见表 7.6-1。

表 7.6-1 渔业资源损失率

污染物超标倍数 (Bi)	鱼卵、仔稚鱼损失率 (%)	游泳动物幼体损失率 (%)	游泳动物成体损失率 (%)
Bi<1 (10~20mg/L)	5	1	1
1≤Bi<4 (20~50mg/L)	10	5	5
4≤Bi<9 (50~100mg/L)	30	15	15
Bi≥9 (>100mg/L)	50	30	30

c. 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 7.6-2 所示。

表 7.6-2 生物量取值

种类	春季密度	秋季密度	取值平均密度	单位	资料来源
鱼卵	0.26	0.36	0.31	粒/ m ³	国家海洋局南海环境监测中心(中国海监南海区检验鉴定中心)
仔稚鱼	0.1	0.27	0.185	尾/ m ³	
游泳动物幼体	39713	20194	29953.5	尾/km ²	
游泳动物成体	385.01	899.79	642.4	kg/km ²	

d. 超标面积取值和水深

根据本次生产水预测结果，取总包络面积进行计算，石油类各浓度区间面积见表 7.6-3，超标海域水深取表层水深 10m。

表 7.6-3 石油类各浓度区间面积 (km²)

超标倍数	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WC8-3WHPA 平台	0.100	0.056	0.049	0.016
WC14-3WHPA 平台	0.083	0.046	0.040	0.013
超标总面积	0.183	0.102	0.089	0.029

7.6.1.2 生物资源损失计算

因石油类密度小于海水，入海后主要存在与海水表层，对鱼卵、仔稚鱼、游泳动物幼体以及游泳动物成体造成一定损失。生产水达标排放是长期持续性的，按 15 天 1 个周期计算，WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台每年生产 365 天（24 个周期/年），生产配产到 2028 年；因此按生产年限 8 年计算，生产水对渔业资源损失如下。

a. 生产水排放对鱼卵仔稚鱼、游泳动物的损失计算

根据持续性损害损失量公式估算本工程生产水排放对鱼卵、仔稚鱼和游泳动物的损失，具体如下表 7.6-4：

表 7.6-4 生产水排放对鱼卵仔稚鱼、游泳动物损失估算

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	1 周期小计	24 周期总计
		0.183	0.102	0.089	0.029		
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.310	0.310	0.310	0.310	0.188	4.50
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.028	0.032	0.083	0.045		
仔稚鱼	密度 (个/m ³)	0.185	0.185	0.185	0.185	0.112	2.69
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.017	0.019	0.049	0.027		
游泳动物幼体	密度(尾/km ²)	29953.5	29953.5	29953.5	29953.5	0.009	0.21
	损失率	1%	5%	15%	30%		
	损失量(10 ⁶ 尾)	0.001	0.002	0.004	0.003		
游泳动物成体	密度 (kg/km ²)	642.4	642.4	642.4	642.4	0.186	4.47
	损失率	1%	5%	15%	30%		
	损失量 (吨)	0.0118	0.0328	0.0858	0.0559		

b. 生物资源总损失

根据上述结果，本工程污染物排放共造成生物资源损失见表 7.6-5。

表 7.6-5 生物资源损失量汇总（1 年损失量）

生物名称	损失量
鱼卵（×10 ⁶ 粒）	4.50
仔稚鱼（×10 ⁶ 尾）	2.69
游泳动物幼体（×10 ⁶ 尾）	0.21
游泳动物成体（t）	4.47

7.6.2 海洋生态服务功能损失评估

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

本项目对海洋生态系统服务功能的影响主要是生产过程中含油生产水的排放，下面评估上述活动对海洋生态系统服务功能的损失。

7.6.2.1 海洋供给服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给（养殖生产、捕捞生产）和氧气生产。由于本工程所处海域没有养殖生产，对捕捞生产的影响有限；本工程不涉及钻井作业因此不排放钻屑钻井液，对氧气生产影响有限。本项目基本不会造成海洋供给服务价值损失。

7.6.2.2 海洋调节服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程主要为运营期 WC8-3 WHPA、WC14-3WHPA 平台含油生产水的达标排放。因此，这里仅考虑污染物排放造成的环境容量损失。

污染物排放造成的环境容量价值损失采用替代成本法进行评估，计算公式如下：

$$V_{sw} = Q_{swt} \times P_w \times N \times 10^{-4}$$

其中， V_{sw} -- 废弃物处理的价值量，万元；

Q_{swt} ---废弃物处理的物质量，t/a；

P_w ---废弃物处理的单价，元/t；

N ---废弃物排放年限，a。

生产水排放量按照生产预测的逐年产水量，石油类浓度按照建设单位提供的近年生产水中含油浓度平均值进行核算。生产水排放的取费标准根据国海环字[2003]214号文件，由此计算本工程排污造成的环境容量损失约为266.98万元，详见下表 7.6-6。

表 7.6-6 污染物排放造成的环境容量损失

	排放量	浓度含量		物质量 (kg)	单价 (元/kg)	损失价值 (万元)
含油 生产水	15721645m ³	石油类	24.26mg/L	381407	7	266.98

7.6.2.3 海洋文化服务价值损失

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

关于休闲娱乐服务，本工程所处海域距岸最近距离约 113km。非旅游区，无人员来此观光旅游；关于科研服务，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地。本项目为调整改造项目，非新建项目占用海域，因而，本项目基本不会造成海洋文化服务价值的损失。

7.6.2.4 海洋支持服务价值损失

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

本项目 WC8-3WHPA 平台生产水排放增量超一类面积为 0.100km²(10.0hm²)，影响时间 8a，WC14-3WHPA 平台生产水排放超一类面积为

0.083km²(8.3hm²),影响时间 8a,按照污染所造成的生物损失率 10%,估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失约为:

$$\begin{aligned} & 10.0 \times 8 \times 8686 \times 10^{-4} \times 10\% + \\ & 8.3 \times 8 \times 8686 \times 10^{-4} \times 10\% \\ & = 12.72 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

综上所述计算结果,本项目造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 279.70 万元。

7.7 工程对环境敏感目标的影响

本项目位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场、部分设施位于黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内。生产水排放仅对混合区内的海洋生物有一定的影响,WC8-3WHPA 平台超一类海域最大影响距离 0.35km,WC14-3WHPA 平台生产水排放超一类海域最大影响距离约为 0.30km。

根据以上分析,本项目在开发建设和生产运营期间对蓝圆鲹产卵场、黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场和金线鱼产卵场有一定影响;本项目 WC14-3WHPA 和 WC8-3WHPA 2 个平台生产水排放超一类包络线面积占所在产卵场面积的比例为 $4.97 \times 10^{-6} \sim 1.67 \times 10^{-5}$,超三类包络线面积占所在产卵场面积的比例为 $3.60 \times 10^{-7} \sim 1.20 \times 10^{-6}$ 。由此可见,本项目生产水排放对周边产卵场影响非常轻微,基本无影响。

7.8 其他环境影响简要分析

7.8.1 工程对水文动力的影响分析

本项目工程内容为在 WC8-3WHPA 平台及 WC14-3 WHPA 平台增加原油脱水设备和生产水处理设备,在 WC13-6WHPA 平台新增生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机等设备;项目不涉及新建平台等生产设施,因此不会对水文动力产生影响,因此本工程对工程海域水文动力环境基本无影响。

7.8.2 工程对冲淤环境的影响分析

本项目不涉及新建平台等生产设施,不涉及钻井过程,无钻井液和钻屑的排放,因此本工程对工程海域冲淤环境基本无影响。

7.8.3 工程对大气的影响分析

本项目在海上施工阶段和生产阶段均会对大气环境有一定影响。施工过程的施工机械和船舶燃料燃烧产生废气，由于施工期较短，随着施工结束对大气的影响消失。生产阶段主要是电站发电排放的废气。本项目位于外海，环境开阔有利于大气污染物的稀释扩散，且在工程设施周围评价范围内没有大气环境敏感目标。因此，本项目排放的气体不会对大气环境质量产生明显影响，更不会影响陆上居民区的环境空气质量。

8 环境风险分析与评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，结合本项目情况，对文昌油田群产能释放二期项目在建设阶段和生产阶段可能存在的事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

严格执行国家现行有关法律、法规、标准和规范的要求，对本项目进行科学、客观、公正、独立及有针对性的评估；采用可靠、适用的评估技术和评估方法对项目进行定性、定量评估，遵循针对性、技术可行性、经济合理性、可操作性的原则，提出消除或减弱油气泄漏环境风险的技术和管理措施建议；真实、准确地作出评估结论。

8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，环境风险评价级别划分为一级、二级、三级和简单分析。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.1-1 确定环境风险分析评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险分析评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

根据本篇第 8.3 节分析可知，本项目风险潜势为 I 级，按标准判别文昌油田群产能释放二期项目环境风险评价为简单分析，但鉴于海上溢油漂移的特点和项目周围环境敏感区分布情况，本次评价将风险评价等级提为二级。

8.1.4 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，环境风险评价范围应根据环境敏感目标分布情况、事故后果预测可能对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。因此，参考周边建设项目溢油漂移数值预测结果及本项目溢油应急响应时间，确定本项目海上风险事故状态下以 WC14-3WHPA 平台为中心，半径 70km（平均风况下油膜 72h 漂移距离）的范围为环境风险重点评价范围，溢油对周边环境敏感目标的影响分析将扩展至沿岸海域。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价导则》(HJ 169-2018)，存在物质或能量意外释放，并可能产生环境危害的源为风险源。本项目风险源包括改造平台所产原油和天然气以及外购燃料柴油，见表 8.2-1。

表 8.2-1 本项目新增环境风险源汇总表

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	新增最高年产量/年最大使用量	生产工艺概述	物流走向
井口平台	改造 WC14-3WHPA 平台	原油	██████████	工艺流程包括原油脱水和生产水处理系统	收集来自 WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输往“海洋石油 116” FPSO（以下简称 FPSO）。
		天然气	██████████		
井口平台	改造 WC8-3WHPA 平台	原油	██████████	工艺流程包括原油脱水和生产水处理系统	收集来自 WC8-3WHPB 平台的物流与本平台物流汇合，共同通过海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。
		天然气	██████████		
井口平台	改造 WC13-6WHPA 平台	燃料油（柴油）	██████████	工艺流程包括油气分离和天然气处理系统	本平台物流经海底管线输送至 WC14-3WHPA 平台。

8.2.2 环境敏感目标调查

本项目附近海域主要环境敏感目标有海洋保护区和产卵场，以及海洋生态保护红线区。本项目全部设施位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场内，部分设施位于短尾大眼鲷产卵场、黄鲷产卵场、金线鱼产卵场和粤西外海区鲈鱼产卵场内，这些产卵场为重点保护的环境敏感目标。本项目的建设和生产会对产卵场产生局部轻微影响；正常生产情况下，不会对其它环境敏感目标产生影响。本项目附近海域主要环境敏感目标见图 8.2-1，与主要敏感目标的方位距离见表 8.2-1。

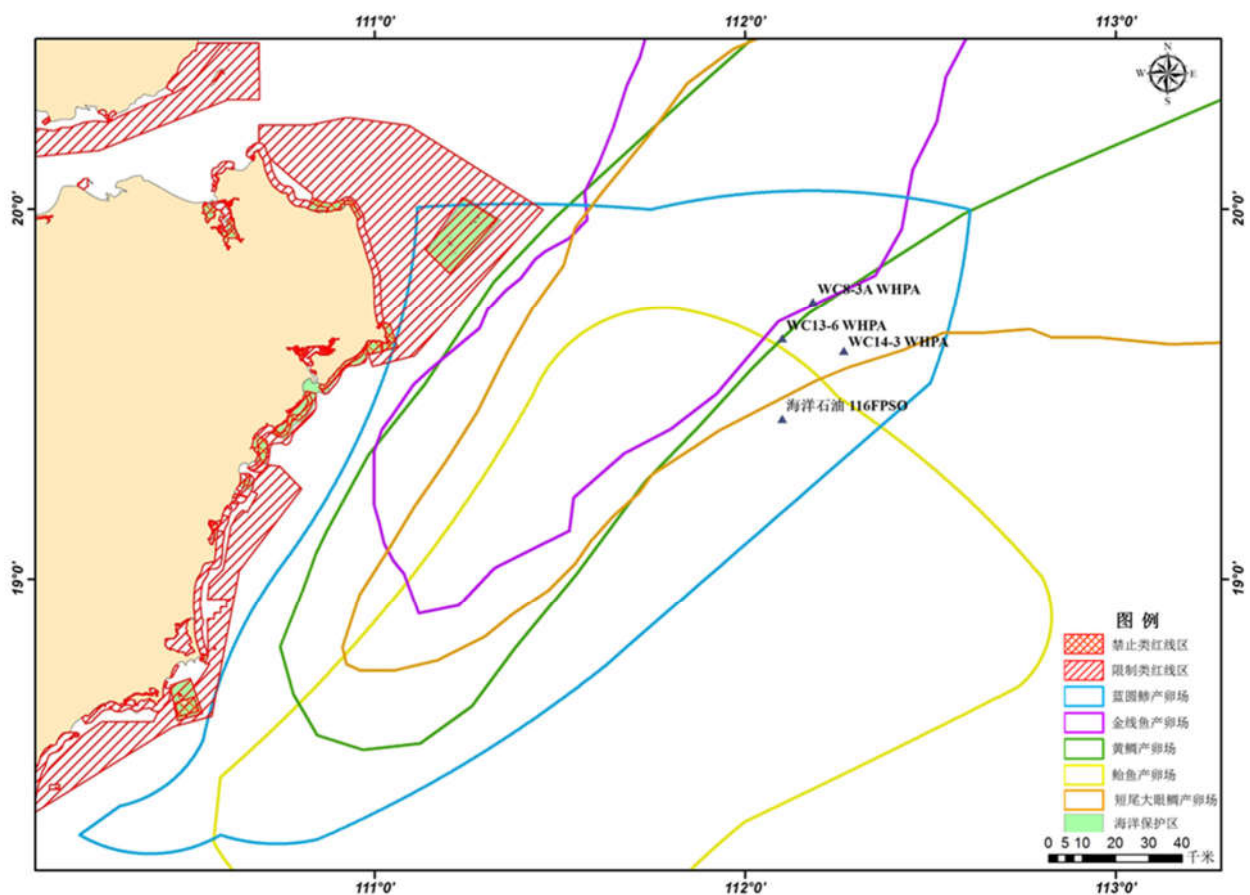


图 8.2-1 项目附近主要敏感目标分布图

表 8.2-2 本项目新建设施与环境敏感区一览表

类型	敏感目标名称	距平台或储油轮最短距离 (km) /方位				敏感期
		WC13-6WHPA	WC8-3 WHPA	WC14-3WHPA	“海洋石油 116”FPSO	
海洋保护区	文昌麒麟菜海洋保护区(抱虎角片区)	126/西	131/西	143/西	135/西	-
	铜鼓岭海洋保护区	109/西	121/西	126/西	112/西	-

类型	敏感目标名称	距平台或储油轮最短距离 (km) /方位				敏感期
		WC13-6WHPA	WC8-3WHPA	WC14-3WHPA	“海洋石油116”FPSO	
	七洲列岛海洋保护区	87/西北	91/西北	105/西北	100/西北	-
海洋生态保护红线区	七洲列岛特别保护海岛限制类红线区	87/西北	91/西北	105/西北	100/西北	-
	海南岛东北部重要渔业水域限制类红线区	78/西北	81/西北	95/西北	92/西北	-
产卵场	粤西外海区蓝圆鲹产卵场	包含	包含	包含	包含	产卵盛期 2~5月
	深水金线鱼产卵场	25.9/南	29.2/南	12.3/南	6.5/南	产卵期 3~9月
	黄鲷产卵场	包含	包含	15.0/西北	16.4/西北	产卵盛期 12月~翌年3月
	海南岛以东近海绯鲤类产卵场	35.7/西南	48.3/西南	37.0/西南	12.2/南	产卵期 3~6月
	珠江口-粤西外海绯鲤类产卵场	14.7/北	2.7/北	16.3/北	38.5/北	产卵期 3~6月
	粤西外海区鲈鱼产卵场	2.5/南	16.6/南	10.7/南	包含	产卵期 1~6月
	金线鱼产卵场	4.1/西北	包含	16.3/西北	19.1/西北	产卵期 3~8月
	短尾大眼鲷产卵场	包含	包含	包含	5.5/北	产卵期 4~7月

8.3 环境风险潜势初判断

根据《建设项目环境风险评价导则》(HJ 169-2018), 建设项目风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析, 按照表 8.3-1 确定环境风险潜势。

表 8.3-1 评价工作级别

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中毒危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境高度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境高度敏感区 (E3)	III	III	II	I

根据《建设项目环境风险评价导则》(HJ 169-2018), 计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其对应临界量的比值 Q 。在不同厂区的同一种物质, 按其在厂界内的最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时, 计算该物质的总量与其临界量比值, 即为 Q ; 当存在多种危险物质时, 则按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q):

$$\frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} = Q$$

式中: q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量, t ;

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量, t 。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

表 8.3-2 改造平台重大危险源识别结果

平台	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i	识别结果
WC14-3WHPA 平台	原油	3.00	2500	0.0012	否
	天然气	2.05	50	0.0410	
WC8-3WHPA 平台	原油	3.00	2500	0.0012	
	天然气	2.02	50	0.0404	
WC13-6WHPA 平台	柴油	40.00	2500	0.0160	
	天然气	6.76	50	0.1352	
合计				0.235 < 1	

综上所述, 本项目 $Q < 1$, 项目环境风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018), 环境风险评价级别划分为一级、二级、三级和简单分析。根据建设项目环境风险潜势初判, 按表 8.3-3 确定评价工作等级。

表 8.3-3 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

根据本项目可知, 本项目风险潜势为 I 级别, 按标准判别文昌油田群产能释放二期项目环境风险评价为简单分析, 但鉴于海上溢油漂移的特点和项目周围环境敏感区分布情况, 本次评价将风险评价等级提为二级。

8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质主要为原油、天然气和柴油，根据《危险化学品名录（2018）》，它们属于危险化学品，其理化性质及危险特性如表 8.4-1、表 8.4-2 和表 8.4-3。

表 8.4-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：786~822kg/m ³		50℃密度：821kg/m ³	
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
	急性中毒：			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。			
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。			
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。			



表 8.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气	英文名：natural gas
	危规号：21007	UN 编号：1971
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点 (°C)：-182	沸点 (°C)：-161.49
	相对密度：(水=1) 0.45 (液化)	相对密度：(空气=1) 0.59
	饱和蒸气压 (kPa) 53.32 (-168.8°C)	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力 (MPa) :4.59	临界温度 (°C)：-82.3
危险特性	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度 (°C)：482~632	闪点 (°C)：-188
	爆炸下限 (v%)：5.0	爆炸上限 (%)：15.0
	最小点火能 (MJ)：0.28	最大爆炸压力 (kPa)：680
	燃烧热 (MJ/mol) :889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧 (分解) 产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300 (mg/m ³)	
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧化剂、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 8.4-3 柴油理化及危险性质

标识	中文名：柴油	英文名：Fuels	
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体。		溶解性：不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点：-18℃		相对密度（水=1）：0.87~0.9
	沸点（℃）：282-338℃		禁忌物：强氧化剂
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：类别 3 可燃液体		引燃温度（℃）：75~120
	闪点（℃）：38		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂
	爆炸下限（v%）：0.6		爆炸上限（v%）：6.5
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。对环境有危害，对水体和大气可造成污染。本品易燃，具刺激性		
灭火方法：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD ₅₀ ：>5000mg/kg（哺乳动物吸入）		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。		
	急性中毒：皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。		
急救	皮肤接触：立即脱去所有被污染的衣物，包括鞋类。用流动清水冲洗皮肤和头发（可用肥皂）。如果出现刺激症状，就医。		
	眼睛接触：立即用流动、清洁水冲洗至少 15 分钟。如果疼痛持续或复发，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。		
	吸入：如果吸入本品气体或其燃烧产物，脱离污染区。把病人放卧位，保暖并使其安静。开始急救前，首先取出假牙等，防止阻塞气道。如果呼吸停止，立即进行人工呼吸，用活瓣气囊面罩通气或有效的袖珍面具可能效果更佳。呼吸心跳停止，立即进行心肺复苏术。送医院或寻求医生帮助。		
	食入：禁止催吐。如果发生呕吐，让病人前倾或左侧位躺下（头部保持低位），保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。仔细观察病情。禁止给有嗜睡症状或知觉降低，即正在失去知觉的病人服用液体。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。		
	小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置		
储运	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。		

8.4.2 生产系统风险识别

针对本项目在生产阶段工艺风险进行分析，包括：原油处理工艺、天然气处理工艺，如表 8.4-4 所示。

表 8.4-4 生产工艺风险识别

阶段	生产工艺	环境风险性质
生产阶段	原油处理	油气泄漏
	天然气处理	油气泄漏

8.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

本项目危险物质包括原油、天然气和柴油，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析如表 8.4-5。

表 8.4-5 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
原油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
柴油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故源项分析

本项目在生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中包括井喷、平台泄漏、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞和直升机坠落。本项目因不涉及回注，故不再做地质性溢油风险分析。具体情形分析如表 8.5-1。

表 8.5-1 环境风险事故源项分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	船舶碰撞	建设阶段供应船进行设备运输、人员和物资的运送和供给，船舶和周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致供应船储油舱发生泄漏。
生产阶段	井喷	生产阶段在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能引发井喷事故，伴随井喷释放的有原油和天然气物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
		灾、爆炸。
	平台容器泄漏	<p>在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效(三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等)、腐蚀、材料失效(管子、管件、容器破裂)、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏,泄漏后处理和收集不当,可能导致溢油入海。</p> <p>同时 WC13-6WHPA 平台增加透平柴油日用罐储存备用燃料柴油,也会存在泄漏的可能。</p> <p>此外,根据近年来海上发生的事故情况,在紧急泄放情况下,尤其是当泄放量较大时,从泄放系统释放的气体会带出少量原油,或由于火炬燃烧不充分,排出的气体瞬时带出少量未燃烧的原油,导致少量原油入海。</p>
	平台火灾、爆炸	<p>生产阶段平台上进行油气的输送、储存或处理等作业,可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏,当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸,从而导致事故升级,可能造成原油泄漏入海。</p>
	海底管道与立管泄漏	<p>海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明,导致海底管道与立管事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等;内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等;此外还有人员误操作等原因。</p>
	燃料油泄漏事故	<p>运营阶段,在向值班船舶等输油时操作失误或输油软管破裂将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,受油作业期间均有人值班监视,一旦发生事故立即关泵停输,因此不会造成大规模泄漏。</p>
	船舶碰撞事故	<p>生产阶段,主要有供应船、直升机进行人员、物质的运送和供给,供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏,从而导致油品泄漏。</p>

8.5.2 风险事故概率分析

本项目事故概率以《国际油气生产商协会 OGP(International Association of Oil & Gas Producers)风险评估数据指南》(2010年3月)为依据进行分析,中海石油(中国)有限公司是国际油气生产商协会的主要成员之一。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会(SINTEF)、挪威船级社(Det Norske Veritas)等机构统计的海油工程事故数据。本项目溢油事故源项分析采用的主要数据涵盖了各海域石油开发工程中的井喷、储罐泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。

由于海上油气田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂,加上已掌握的统计数据有限,要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的,这

里只能结合本项目特点，对部分溢油事故做定量分析。

鉴于本项目无新钻井、无新增海管作业，故井喷和海底管道及立管泄漏的事故概率均未发生变化。

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

油气传输区	3×10^{-4} 次/a
油气处理区	4×10^{-3} 次/a
储油区	2×10^{-3} 次/a

本项目中，WC14-3WHPA 平台新增了油气处理设施，与改造前相比，该平台发生火灾事故的概率增加了 4×10^{-3} 次/a；WC8-3WHPA 平台新增了油气处理设施，与改造前相比，该平台发生火灾事故的概率增加了 4×10^{-3} 次/a；WC13-6WHPA 平台新增油气处理设施和储油装置，与改造前相比，该平台发生火灾事故的概率增加了 6×10^{-3} 次/a。并且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。

本项目只有 WC13-6WHPA 平台增加了柴油储罐。《风险评估数据指南》(2010) 统计的储罐事故概率和本项目新增储罐泄漏计算结果见表 8.5-2 和表 8.5-3。通常容器泄漏可进行自动关断，通过及时收集和清理泄漏现场，可避免泄漏物入海。

表 8.5-2 容器泄漏概率统计

容器类别	事故类型	泄漏概率	单位
常压罐	固定顶罐破裂	3.0×10^{-6}	(次/罐·年)
带压罐	罐破裂	4.7×10^{-5}	

表 8.5-3 本项目 WC13-6WHPA 平台新增储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	储罐名称	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
WC13-6WHPA 平台	常压储罐	柴油储罐	1	3.0×10^{-6}

本项目中，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与平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.5-4。

表 8.5-4 船舶碰撞事故概率统计

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

本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年。发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，引发溢油事故的概率将更小。

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 生产阶段油气泄漏量

生产阶段溢油事故的主要排放物质可能是原油、天然气和燃料油。

当平台发生泄漏事故时，视事故发生的位置和严重程度，可采取相应级别的应急关断，将事故限制在较小范围内，一般不会导致大量原油入海。

当海底管道和立管发生泄漏事故时，其应急关断系统将关断相应的输送系统，关断后管道内部分原油会缓慢泄出。这里考虑了管道的容积、应急关断时间和海水压力和油水不容的特性，估算 90m³ 作为 WC14-3WHPA 平台至“海洋石油 116” FPSO 的海管泄漏溢油量。

当输油管道等输送管道发生泄漏事故时，其应急关断系统会在短时间内关断相应的输送系统，溢油量取决于应急反应时间、输送速率和管道的容积，关断后管道内残留的部分液体将泄漏出去。因此这里以其应急关断前溢出量之和作为它们的风险溢油量。

对于供应船，取其燃料油舱的容积为风险溢油量。

上述的溢油量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际上的溢油量的大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的制约。

根据对本项目生产设施的分析，生产阶段可能发生的事故排放量如表 8.5-5。

表 8.5-5 生产运营期最大溢油量

排放源	排放物	溢油量 (m ³)
平台火灾失控	井流	难以估计
海管/立管破裂	井流	90

排放源	排放物	溢油量 (m ³)
供应船破舱	燃料油	50
平台容器泄漏	燃料油	5
输油软管破裂	燃料油	5

8.5.3.2 环境风险与最大可信事故

鉴于本项目无新钻井、无新增海管作业，故井喷和海底管道及立管泄漏的事故概率均未发生变化，只增加平台火灾爆炸事故概率。从平台火灾事故风险树及定量化分析（图 8.5-1，表 8.5-6、表 8.5-7 和表 8.5-8）可以看出，只要平台火灾事故得到有效隔离，就不会引起爆炸事故，并可将环境风险降至 C 级以下。只有在灭火和隔离均失败情况下才会出现 A 级环境风险，WC14-3WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台增加的风险概率均为 2.6×10^{-4} 次/年，WC13-6WHPA 平台增加的风险概率均为 3.8×10^{-4} 次/年。

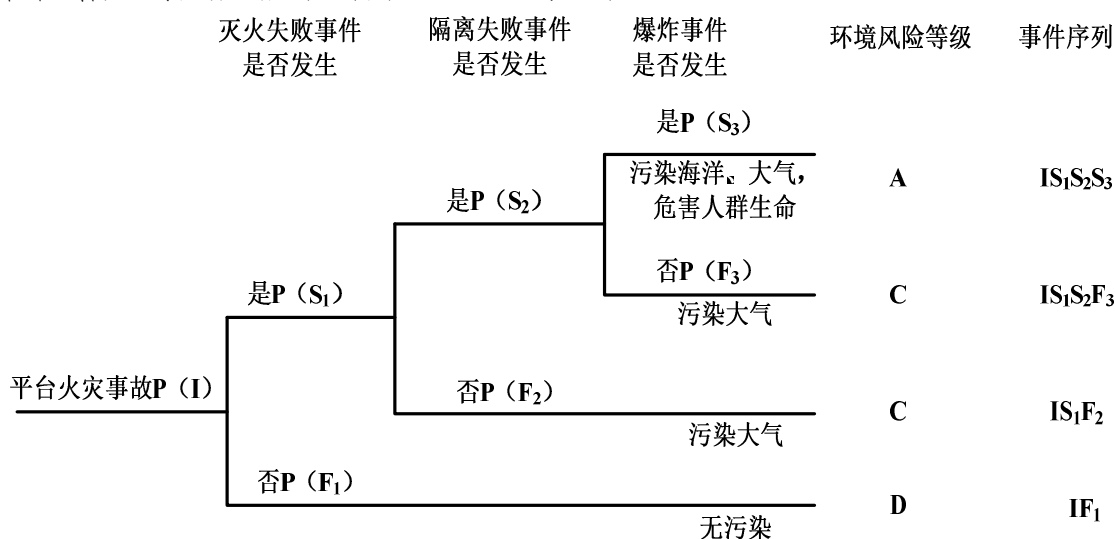


图 8.5-1 生产区火灾溢油事故环境风险树

表 8.5-6 WC14-3WHPA 平台生产区火灾事故环境风险事故树定量化分析

事件序列	生产区火灾事故	事件 1	事件 2	事件 3	事件序列概率
		灭火失败事件	火灾事件	爆炸事件	
IS ₁ S ₂ S ₃	P(I)= 4×10^{-3}	P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(S ₃)=0.8	2.6×10^{-4}
IS ₁ S ₂ F ₃		P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(F ₃)=0.2	6×10^{-5}
IS ₁ F ₂		P(S ₁)=0.8	P(F ₂)=0.9	-	2.9×10^{-3}
IF ₁		P(F ₁)=0.2	-	-	8×10^{-4}

表 8.5-7 WC8-3WHPA 平台生产区火灾事故环境风险事故树定量化分析

事件序列	生产区火灾事故	事件 1	事件 2	事件 3	事件序列概率
		灭火失败事件	火灾事件	爆炸事件	
IS ₁ S ₂ S ₃	P(I)=4×10 ⁻³	P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(S ₃)=0.8	2.6×10 ⁻⁴
IS ₁ S ₂ F ₃		P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(F ₃)=0.2	6×10 ⁻⁵
IS ₁ F ₂		P(S ₁)=0.8	P(F ₂)=0.9	-	2.9×10 ⁻³
IF ₁		P(F ₁)=0.2	-	-	8×10 ⁻⁴

表 8.5-8 WC13-6WHPA 平台生产区火灾事故环境风险事故树定量化分析

事件序列	生产区火灾事故	事件 1	事件 2	事件 3	事件序列概率
		灭火失败事件	火灾事件	爆炸事件	
IS ₁ S ₂ S ₃	P(I)=6×10 ⁻³	P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(S ₃)=0.8	3.8×10 ⁻⁴
IS ₁ S ₂ F ₃		P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(F ₃)=0.2	9.6×10 ⁻⁵
IS ₁ F ₂		P(S ₁)=0.8	P(F ₂)=0.9	-	4.3×10 ⁻³
IF ₁		P(F ₁)=0.2	-	-	12×10 ⁻⁴

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，最大可信事故是指基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。综合上述分析，就整体油田群而言，平台火灾爆炸事故概率较小，依旧是海管/立管泄漏发生概率较大，一旦发生造成的环境危害最为严重，因此确定海管/立管泄漏事故为最大可信事故。

8.6 地质性溢油风险分析

因文昌油田群产能释放二期项目不涉及钻完井作业，不涉及生产水回注，文昌油田群产能释放二期项目主要包括文昌 8-3/14-3 油田大幅度提液和利用文昌 13-6 油田伴生气供气发电。对于文昌 8-3/14-3 油田提液而言，储层属于海相潮坪相沉积，砂体分布广泛，储层连通性好且水体能量充足，油田自 2008 年投产以来，至今已有超 10 年时间，压力系数基本保持在 0.99，属于正常压力系统。另外，油田范围内无大的断层延伸至地表，地质及地震认识清楚，不会带来地质溢油性风险；对于文昌 13-6 油田生产井，同样生产层位为海相的潮坪沉积，地层分布稳定且广泛，水体能量从地质、地震静态分析来看比较充足，测压资料表明生产层位为正常压力系统，压力系数约 1.0，油田范围内也无大的断层延伸至地表，也不会带来地质溢油风险。



8.7 溢油风险后果分析

海上一旦发生溢油事故，溢出油漂浮在海面，一方面在风和流作用下向一定方向运移，另一方面，油膜同时不断向四周扩展，使油膜面积增大。此外，油膜中的不同组分还将发生蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。

本次溢油漂移数值预测主要考虑了原油在海面上的物理过程（平流、扩散过程）和蒸发、乳化过程，其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。

8.7.1 油膜轨迹预测

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

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

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

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

油粒子漂移轨迹计算公式为：

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

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

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

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



8.7.2 油膜扩展输移预测

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

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

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

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

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

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

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

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

8.7.3 油的挥发与乳化

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

8.7.3.1 溢油的挥发

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

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

式中： B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压； V —油分子体积；

R —大气常数； θ —挥发系数，取 $2.5 \times 10^{-3} U_w^{0.78}$ ； U_w —风速。

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：



$$T_0 = 532.98 - 3.1295 * API$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 * API$$

式中：API—15.5℃时原油密度与4℃时水的密度的比值。

API度与相对密度的相关关系式为：

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

API度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

8.7.3.2 油膜的乳化

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

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

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

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

式中： YW_i —第*i*个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量； A_{sph} —油的沥青质量含量%；

η_0 —油的无水动力粘性系数； YW_{sat} —稳定含水量；

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

η_i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

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

式中： η_i —乳化后油的运动粘性系数；

η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.7.4 溢油量及溢出方式

根据第 8.5.3.2 节分析，本项目实施后文昌油田群的最大可信事故为海底管道/立管泄漏溢油事故，对于海底管道而言，由于事故发生地点和事故原因的不确定性，溢油量是很难确定的。当海底管道发生局部泄漏事故时，管内压



力的突然降低将使平台上的自动应急关断系统启动而迅速关断物流，关断后管道内部分原油还会继续从破损处溢出，但其溢出速率将随着管道内外压差的降低而迅速减小，在管道内外压差达到平衡后管道内的原油仅会在海流和比重作用下而缓慢置换溢出，这时管道内残留原油的溢出速率是缓慢的。因此可将泄漏管道达到外界压力时的原油泄漏量作为海底管道的风险溢油量。因此一旦发生原油泄漏事故，自动控制系统就会启动应急关断系统，如果自动应急关断系统失灵则进行手动关断，且由于在平台上均设置有过程控制系统（用于对工艺及公用设施的运行进行控制）、安全监控系统（包括应急关断和火气监控系统），用于对平台设备及人员安全进行监控和保护。此外还考虑到应急关断时间、海水压力、油水不容、以及封堵及时等因素，其溢出量将是有限的。

本报告管道原油泄漏量根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中推荐的液体泄漏速率公式计算：

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

式中：

Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64；

A ——裂口面积， m^2 ；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，m。

本项目拟对文昌 14-3/8-3 油田采用提液的方式产能释放，文昌 14-3/8-3 油田产能释放导致液量增大，并且物流最终由 WC14-3WHPA 平台输送至“海洋石油 116” FPSO，假定在 WC14-3WHPA 平台 [REDACTED] 附近海管发生溢油，平台处水深在 110~150m 之间，则根据公式计算得管道溢油量约为 63t，取整按 70t（90m³）进行预测。同时，综合考虑溢油关断、封堵及溢油应急响应时间，溢油持续时间按 4h 进行预测。文昌 14-3/8-3 油田的原油物性见表 8.7-1。

表 8.7-1 文昌 14-3 油田和文昌 8-3 油田的原油物性

项目	文昌 8-3 油田	文昌 14-3 油田
密度 20℃ (kg/m ³)	■	■
动力粘度 50℃ (cp)	■	■
初馏点(℃)	■	■
倾点(℃)	■	■
硫含量 (mass%)	■	■
蜡含量 (mass%)	■	■
胶质含量 (mass%)	■	■
沥青含量 (mass%)	■	■

8.7.5 风场

根据第四篇环境概况风场资料及敏感目标分布情况，敏感目标均位于本项目西部海域，为了预测溢油对敏感目标的影响，故选取吹向敏感目标的不利风向进行预测，模拟时长为 96h 或计算至抵岸，计算平均风况和最大风况下可能影响的范围。风场资料如表 8.7-2 所示。

表 8.7-2 平台附近风场资料

风向	S	SSE	SE	E	ENE	NE
平均风速 (m/s)	6.17	5.22	4.87	6.06	7.82	9.09
最大风速 (m/s)	20.42	21.21	18.39	18.40	19.56	20.59

8.7.6 预测结果

8.7.6.1 油膜漂移轨迹

图 8.7-1 为 WC14-3WHPA 平台附近管道发生溢油后，主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹图和油膜扩散图；图 8.7-2 为 WC14-3WHPA 平台附近管道发生溢油后，主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹图和油膜扩散图。

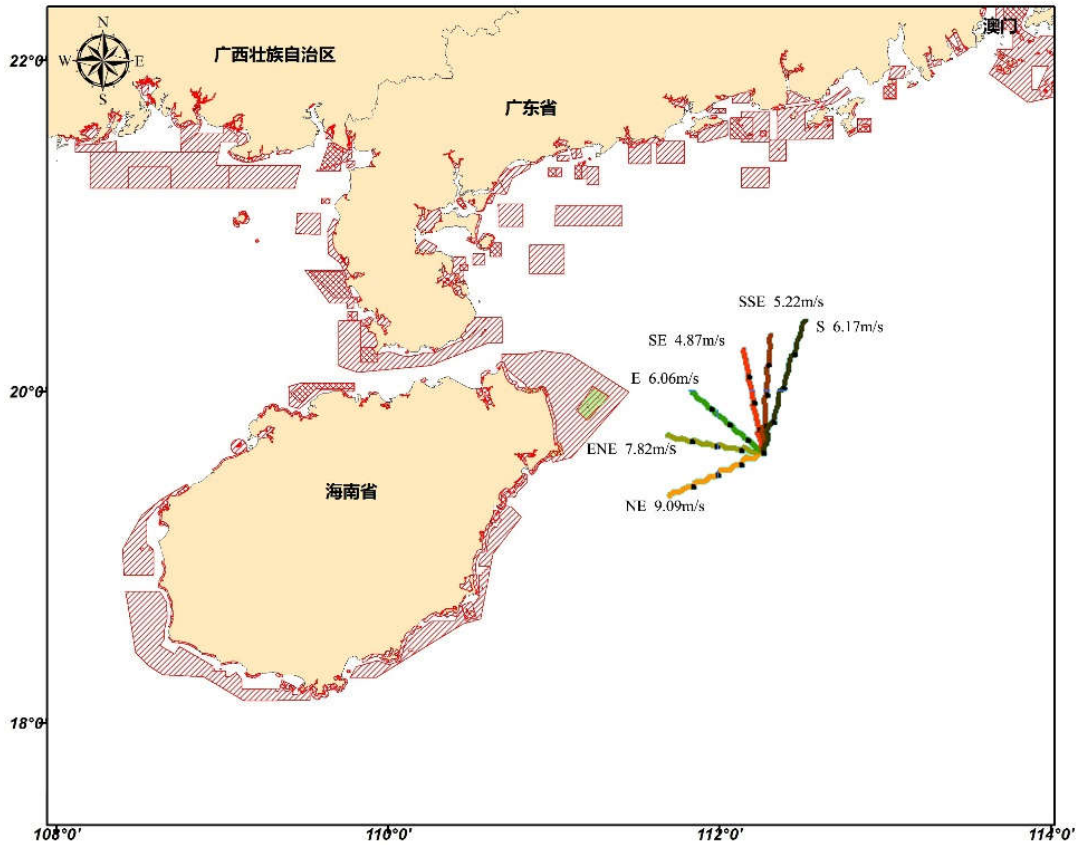


图 8.7-1 WC14-3WHPA 平台溢油平均风速情况下油膜轨迹

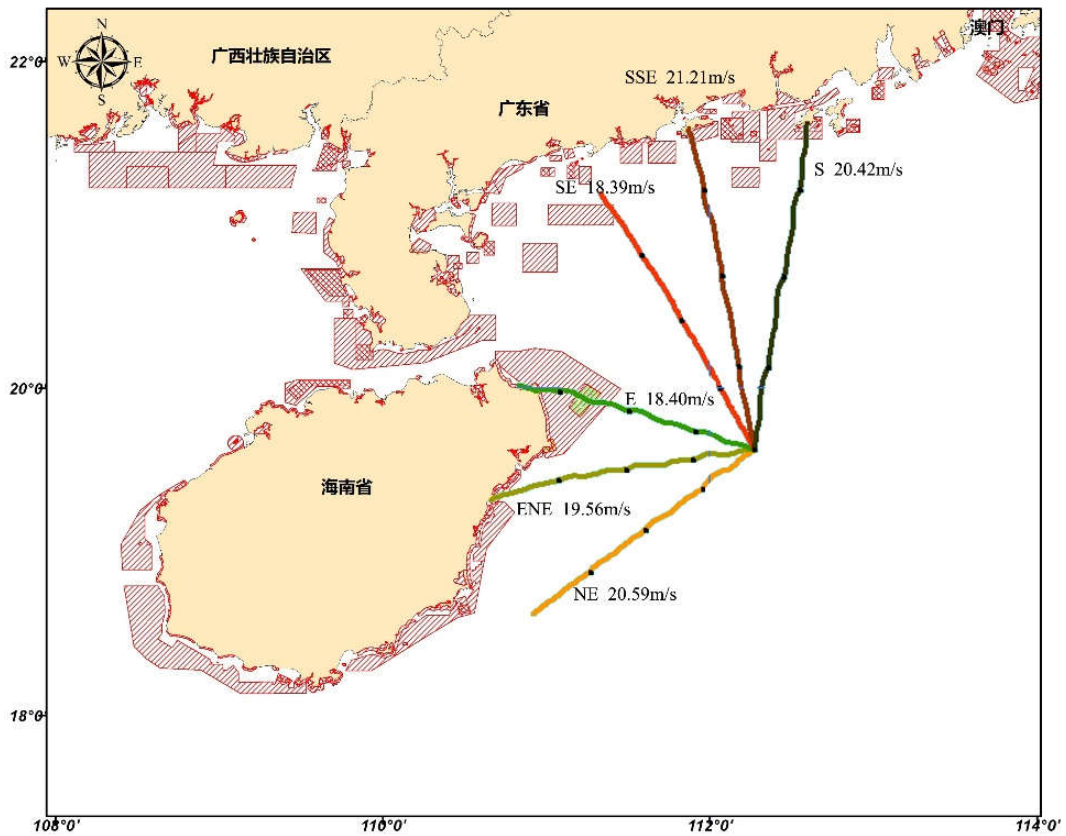


图 8.7-2 WC14-3WHPA 平台溢油极值风速情况下油膜轨迹

8.7.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

表 8.7-3 和表 8.7-4 分别给出了不同风向平均风速和极值风速作用下，溢油开始 96h 内油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等。

在平均风况下，溢油油膜的漂移速度在 0.69~0.98km/h 之间，平均风况下在 96h 内各风向下油膜均不抵岸；在极值风况下，溢油油膜的漂移速度在 1.89~2.38km/h 之间，极值风况下除 SE、NE 风向外，其余 S、SSE、E、ENE 等 4 个风向下油膜均可抵岸，抵岸最短时间为 63h。

表 8.7-3 WC14-3WHPA 平台附近管道溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

	S	SSE	SE	E	ENE	NE
风速(m/s)	6.17	5.22	4.87	6.06	7.82	9.09
漂移距离(km)	94.00	80.30	71.30	66.20	72.00	75.10
平均速度(km/h)	0.98	0.84	0.74	0.69	0.75	0.78
扫海面积(km ²)	672.50	573.40	504.50	469.70	518.10	554.40
抵岸时间(h)	/	/	/	/	/	/
首次抵岸前残余油量 (%)	/	/	/	/	/	/
96h 残存油量 (%)	24.60	25.50	25.90	24.70	23.30	22.50

注：“/”表示未抵岸。

表 8.7-4 WC14-3WHPA 平台附近管道溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

	S	SSE	SE	E	ENE	NE
风速(m/s)	20.42	21.21	18.39	18.40	19.56	20.59
漂移距离(km)	206.30	204.60	196.70	118.90	174.30	185.80
平均速度(km/h)	2.37	2.38	2.05	1.89	1.94	1.94
扫海面积(km ²)	697.90	682.20	852.40	645.60	758.80	991.00
抵岸时间(h)	87	86	/	63	90	/
首次抵岸前残余油量 (%)	18.80	18.70	/	21.70	18.80	/
96h 残存油量 (%)	/	/	18.60	/	/	18.00

注：“/”表示未抵岸。

8.7.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移和扩散的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。本项目附近海域主要环境敏感目标为海洋保护区和产卵场，以及海洋生态保护红线区等。本次模拟选取了项目附近海域主要敏感目标，选取能够抵达这些敏感目标的最不利风向，计算了溢油抵达这些敏感目标的最短时间，详见表 8.7-5。由于 WC14-3WHPA 平台位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场和短尾大眼鲷产卵场内，故无论在何种风向下发生溢油事故，均会对敏感区产生影响，因此应引起足够重视，做好应急响应准备。

表 8.7-5 各环境敏感目标的分布及溢油抵达各环境敏感目标的时间

主要敏感目标	方位	距离 WC14-3WHPA 最短距离 (km)	抵达最短时间 (h)
粤西外海区蓝圆鲹产卵场	包含	包含	/
短尾大眼鲷产卵场	包含	包含	/
黄鲷产卵场	西北	15.0	SSE/6.3
海南岛以东近海绯鲤类产卵场	西南	37.0	NE/19.1
珠江口-粤西外海绯鲤类产卵场	北	16.3	SSE/6.9
粤西外海区鲈鱼产卵场	南	10.7	ENE、NE/10.7
金线鱼产卵场	西北	16.3	ENE/8.4
琼海麒麟菜省级自然保护区 (禁止类红线区)	西	167	ENE/86.1
高隆湾-龙湾港珊瑚礁 (限制类红线区)	西	151.2	ENE/77.9
抱虎角-铜鼓岭重要砂质岸线 及邻近海域(限制类红线区)	西	131.3	E/69.5
文昌麒麟菜省级自然保护区(禁止类 红线区)/文昌市麒麟菜海洋保护区 (抱虎角片区)	西	143.0	E/75.8
木兰湾重要砂质岸线及邻近海域 (限制类红线区)	西	152.3	E/80.6
茂名近海重要渔业海域 (限制类红线区)	西北	177.7	SE/86.7
海陵湾重要滨海旅游区 (限制类红线区)	北	219.0	SSE/92.0
海陵岛南外海重要渔业海域 (限制类红线区)	北	211.8	SSE/89.0
下川岛重要滨海旅游区(限制类红线区)	东北	217.0	S/91.5

主要敏感目标	方位	距离 WC14-3WHPA 最短距离 (km)	抵达最短时间 (h)
广海湾重要渔业海域 (限制类红线区)	东北	210.6	S/88.9
海南岛东北部重要渔业水域 (限制类红线区)	西	95.0	E/50.6
七洲列岛特别保护海岛(限制类红线 区)/七洲列岛海洋保护区	西北	105.0	E/55.6

注：“/”表示未抵岸。

8.8 环境风险防范措施及应急处置措施

本项目在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，作业者湛江分公司制定了严格的各项操作和管理规程，采取了严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

8.8.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

防范油气泄漏发生的最有效途径就是从工程设计、施工安装以及生产管理上采取有效的防范措施，从源头上消除事故隐患，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

尽管从工程设计、施工安装以及生产管理采取了全过程的油气泄漏防范措施，但是油气泄漏风险作为一种小概率事件仍然是存在的，本项目制定了相应的应急预案，可以迅速反应将溢油控制和回收，总体而言油气泄漏风险概率很低，油气泄漏事故可防可控。

8.8.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对周围附近海域海洋保护区、海洋生态保护红线区和产卵场等环境敏感目标造成影响，本项目从设计阶段、建设阶段、生产阶段均提出了具体的风险事故防范措施。同时本项目将执行 2018 年《文昌油田群溢油应急计划》，建立分级响应机制，对井喷事故、输油软管破裂事故、管道泄漏事故、平台容器泄漏事故、平台火灾/爆炸事故、船舶碰



撞事故等均提出了具体的应急处置措施。

8.8.2.1 设计阶段风险防范措施

严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目的设计将严格执行国家有关法规、规范和标准以及遵循国际通用规范和标准，实施这些规范和标准可以保证工程设计、建造和安装质量，是确保安全生产的关键。

8.8.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，油田作业者应采取如下措施：

- 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；
- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 加强生产时的观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

b. 输油软管破裂事故防范措施

在进行输油作业时供应船及受油设施均应设专人值班监视，一旦发生漏油事故立即关泵停输，最大限度防范输油软管破裂事故的发生。

c. 海底管道事故防范措施

作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行定期全面检测，每五年

开展一次内检和外勘，确保海底管道的安全性。

定期对各条管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响，同时不定期对海管进行巡线。

d. 平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

为确保生产阶段的安全生产，在设计中将针对各生产设施采取充分的安全防护措施；精心考虑各部分的合理布置，对危险区采用防火、防爆设别，并采取有效的隔离措施来降低危险程度。

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

在平台容器附近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。

e. 船舶碰撞事故防范措施

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。

按照《海上固定平台安全规则》的要求，在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾灯、平台标志牌等。

f. 其它防范措施

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

8.8.3 油气泄漏事故应急处置措施

本项目虽在设计、建造、施工、运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急计划并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

8.8.3.1 制定溢油应急预案

建设单位中海石油(中国)有限公司湛江分公司已针对现有的文昌油田群的开发活动编制了《文昌油田群溢油应急计划》并于 2018 年在国家海洋主管部门登记备案,文昌油田群产能释放二期项目投产后将纳入《文昌油田群溢油应急计划》统一管理。

已批复的溢油应急计划的主要内容包括:作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

湛江分公司应急组织机构和溢油应急联络流程见图 8.8-1 和图 8.8-2。

参加施工作业施工船舶需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和质量健康安全环境管理体系的相关要求向湛江分公司提供其安全应急预案和溢油应急计划。船舶发生污染事故的应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

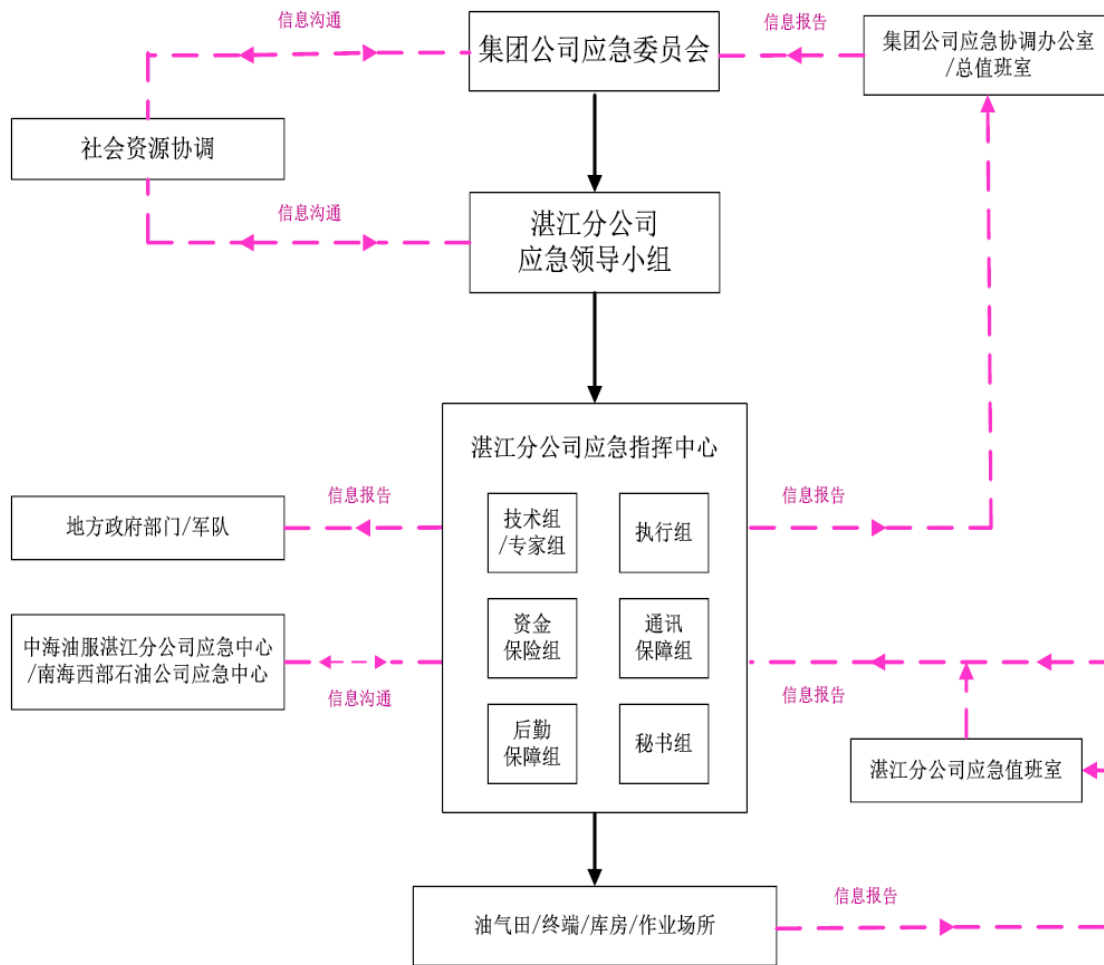


图 8.8-1 建设单位应急组织机构图

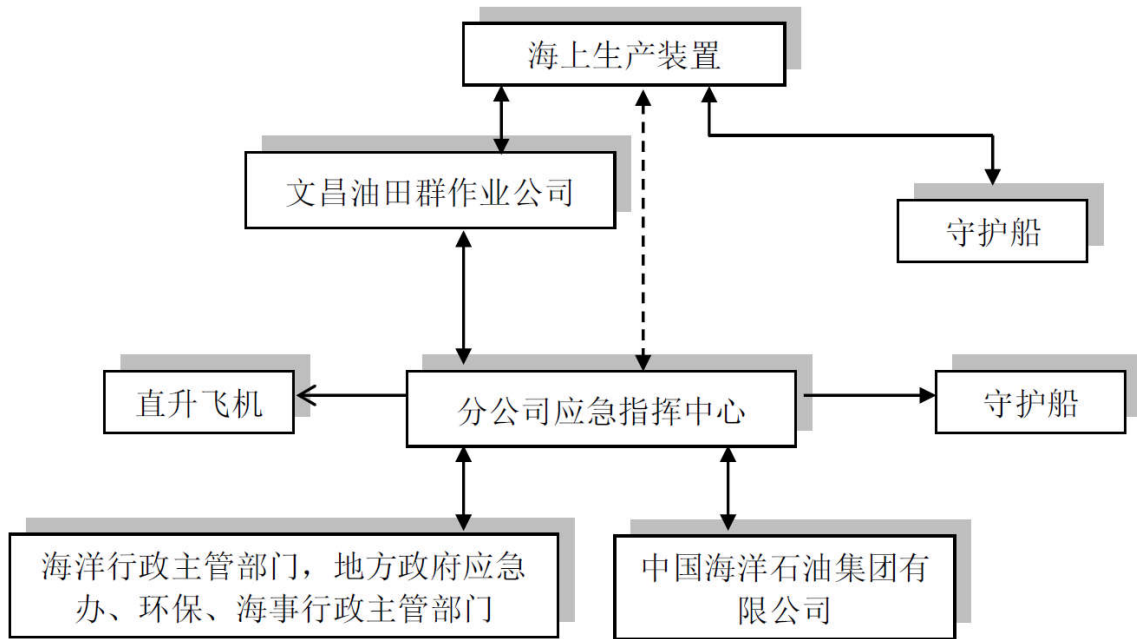


图 8.8-2 建设单位溢油应急联络流程图

发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，溢油事故报告程序见图 8.8-3。

在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序：

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

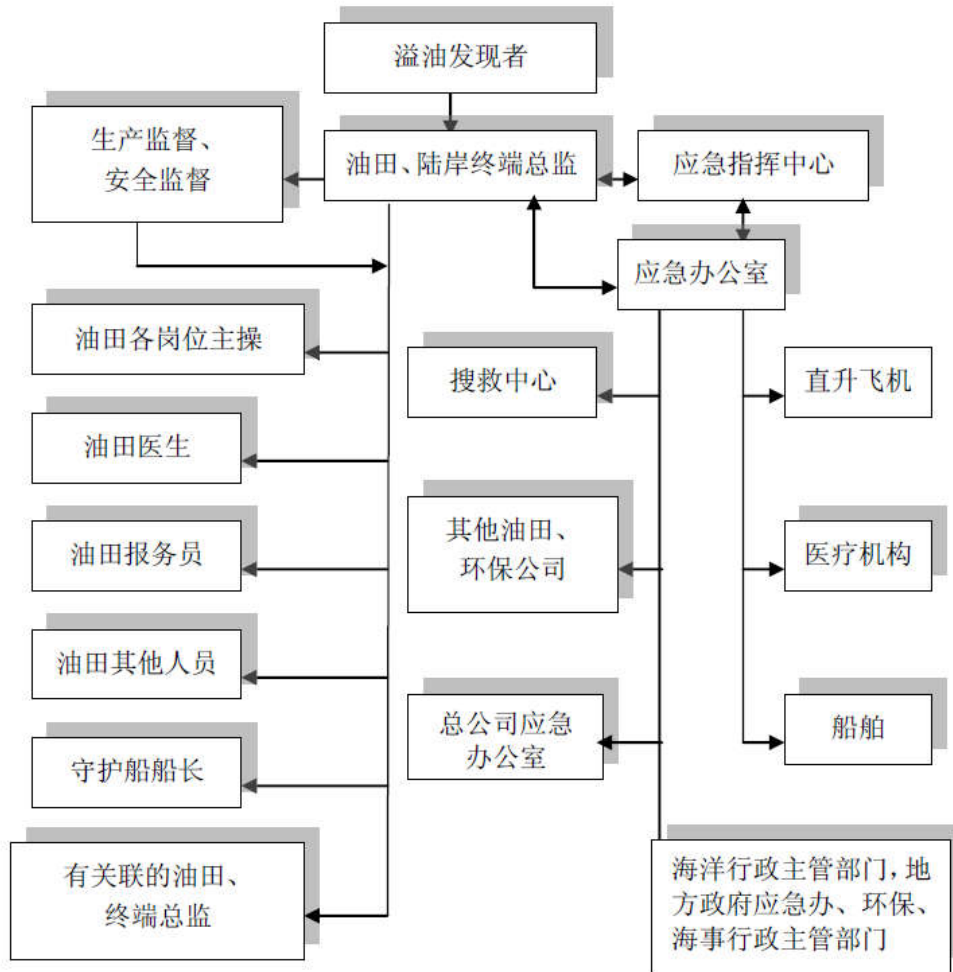


图 8.8-3 溢油应急报告流程

8.8.3.2 配置溢油应急资源

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

a. 文昌油田群溢油应急设备

当发生海上溢油事故时，本项目主要依托文昌油田群现有溢油应急设备进行处理。文昌油田群溢油应急设备主要存放在“海洋石油 116”FPSO（以下简称 FPSO），文昌油田群现有溢油应急设备见表 8.8-1。

表 8.8-1 文昌油田群溢油应急物资一览表

设备名称	型号	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	600 米	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
充气式围油栏集装箱	WX2000	3 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
围油栏动力站	WQJ2000-00-02	1 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
船用喷洒装置	PSB100	1 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
围油栏拖头	WQJ2000-00-02	2 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
充吸气机	FGC	1 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
浮动油囊	FN10	2 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
高压蒸汽清洗机	HDS 1000 DE	1 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
LAMOR 浮式收油机	LMS	1 套	“海洋石油 116” FPSO 货场甲板
轻便型喷洒装置	PS40	5 套	“海洋石油 116” FPSO 及所属各个井口平台
轻便型喷洒装置	PS40	4 套	文昌 13-6 油田及所属各个井口平台
轻便型喷洒装置	PS40	1 套	文昌 9-2/9-3 中心平台
吸油棉	SPC 牌 100 片/箱	6 箱	“海洋石油 116” FPSO 库房
吸油棉	SPC 牌 100 片/箱	4 箱	文昌 13-6 油田及所属各个井口平台
吸油棉	SPC 牌 100 片/箱	2 箱	文昌 9-2/9-3 中心平台
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	12 桶	“海洋石油 116” FPSO 油料储存区及所属各个井口平台
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	8 桶	文昌 13-6 油田及所属各个井口平台
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	2 桶	文昌 9-2/9-3 中心平台
木屑		200 包	“海洋石油 116” FPSO 库房
抹布		300 公斤	“海洋石油 116” FPSO 库房
桶、铲		60 个、60 把	“海洋石油 116” FPSO 库房
铲		6 把	文昌 9-2/9-3 中心平台

b. 周边溢油应急设备

本项目附近溢油应急设备的配置地点包括文昌 13-1/2 油田、涠洲 11-4NB 油田、涠洲终端、崖城 13-1 气田等。具体配置情况如见表 8.8-2~表 8.8-5。

表 8.8-2 文昌 13-1/2 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

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

表 8.8-3 涠洲 11-4NB 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

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

表 8.8-4 涠洲终端溢油应急设备、器材、物资统计表

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

表 8.8-5 崖城 13-1 气田溢油应急设备、器材、物资统计表

	名称	型号	数量	存放地点
消油剂	溢油分散剂	富肯-2号(200L)	6 桶	生产平台主甲板
	溢油分散剂	富肯-2号(200L)	6 桶	南山终端 2#化学品仓库
	溢油分散剂	富肯-2号(200L)	6 桶	海洋石油 606
吸油类设备	吸油粉末	56.6 升/袋	200 袋	南山终端
	吸油垫纸	3M,T-151,17“X19”, 200 片/袋	30 袋	南山终端
	沾油丝	12.5 米/条	80 条	南山终端
	吸油栏	2.9 米/条	250 条	南山终端
	吸油栏	3M Petroleum	65 条	南山终端
	吸油栏	3M POWERSORB	3 件	生产平台主甲板
消油剂喷洒设备	船载喷洒装置		1 套	海洋石油 606
	喷雾器	X-PERT/4 加仑	9	南山终端
	喷雾器	2 加仑	2	南山终端
	喷雾器	3 加仑	2	南山终端
	喷雾器	2 1/4 加仑	18	南山终端
围油栏	围油栏	6"×12" (30 米/节)	420m	南山终端
	围油栏	12"×24"	600m	南山终端
	围油栏	38"	200m	南山终端
	防火围油栏	WGJ-900H	200m	南山终端二级维场
撇油器及其组件	撇油器	CRUCIAL	1 台	南山终端
	撇油器	Skim-Pak	1 台	南山终端
	液压吸油泵	CRUCIAL	1 台	南山终端
	撇油头	Skim-Pak	1 台	南山终端
	撇油头	CRUCIAL	1 台	南山终端
	吸油管	2"	2 条	南山终端
	吸油管	2"	1 批	南山终端
	柴油机(Manual Start)	带驱动液压泵	1 台	南山终端
	柴油机(Battery Start)	带驱动液压泵	1 台	南山终端
其它	清刷泵	CURICAL	1 台	南山终端
	布栏机 Boom Roller	BR-75*8HM	3 套	南山终端
	移动式水箱 Fast Tank		5	南山终端



c. 直升飞机与船舶

中信海直直升飞机公司、南航珠海直升飞机公司在湛江设有飞行基地，一旦发生溢油，建设单位可动员两个直升飞机基地的飞机，参与溢油应急。应急时，机组人员的动员时间不超过 1 小时，飞机到达溢油事故现场不超过 2 小时。

建设单位在文昌油田群正常生产时一般租用 2~3 艘三用工作船进行守护，租用的船舶具有一定的流动性，不完全固定于某一油田，在公司应急中心的调配下可以尽快赶到溢油位置进行支援。工作船具有救生、消防、防污染功能，均配置了溢油应急工具箱，包含吸油毡 200 公斤，溢油分散剂两桶（200 升/桶），溢油分散剂喷洒装置一套，木糠 300 公斤，棉纱 100 公斤，铲、桶各若干个。

8.8.3.3 建立分级响应机制

溢油事故的应急程序是根据事故类型的大小不同而定。不同规模的溢油需要不同的级别、应急设备和人员。根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四种类型。

(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。

溢油应急处理流程见图 8.8-4。

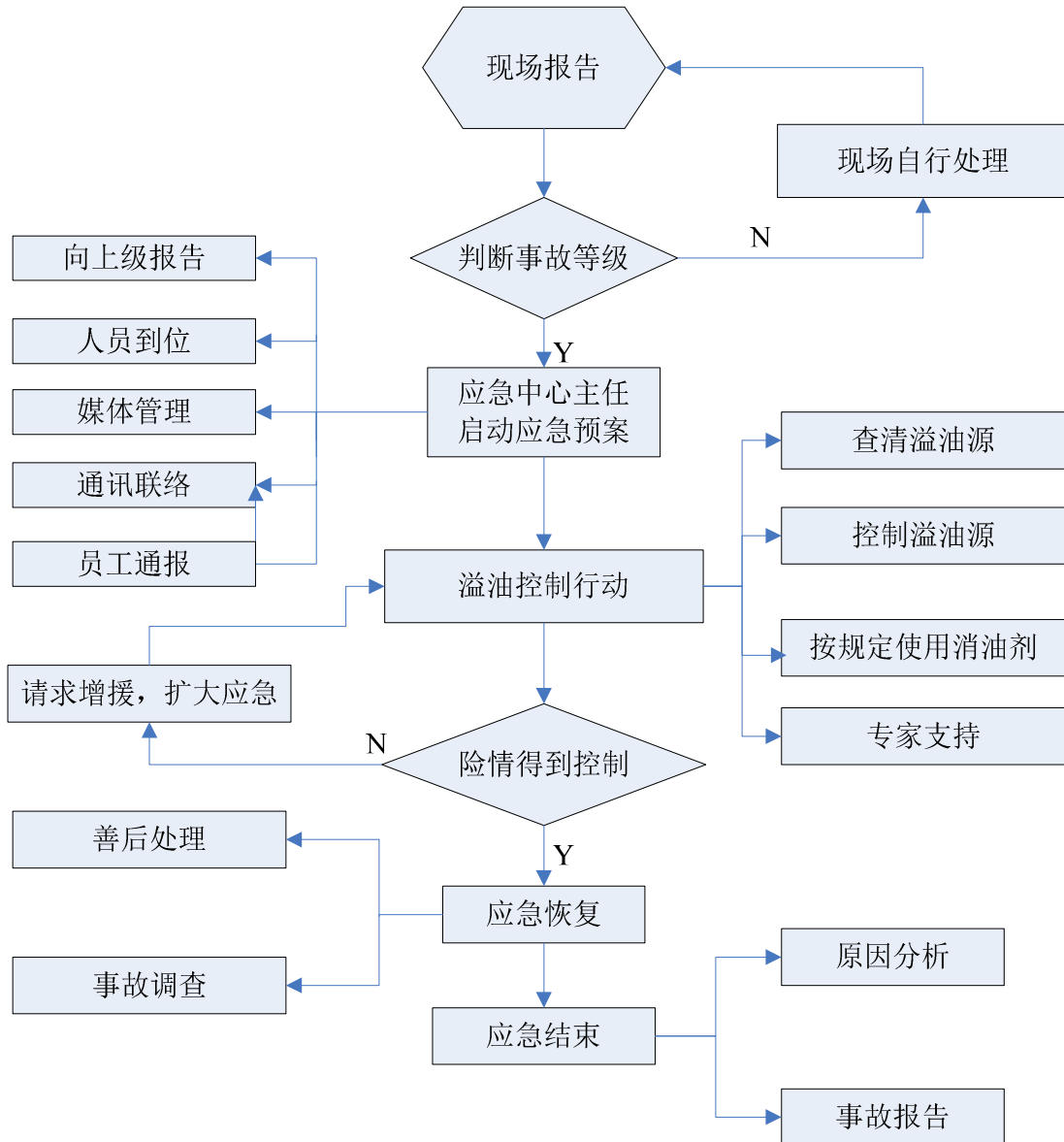


图 8.8-4 溢油应急处理流程

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

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

文昌油田群产能释放二期项目的作业者将严格按照上述要求执行。当发

生一般性溢油事故后，建设单位将根据不同情况，充分利用文昌油田群现场及中海油专业溢油应急机构的应急资源加以处理和控制在；当发生较大溢油事故后，需要中海石油中国有限公司湛江分公司及政府的溢油应急力量协助处理和控制在。当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上报，并根据生态环境部相关主管部门统一指挥，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。

8.8.3.4 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- ① 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- ② 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- ③ 启动平台应急程序并向油田总监报告，平台操作人员进入应急状态；
- ④ 关闭油井安全装置(SSV、SSSV 和防喷器)，确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；
- ⑤ 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- ⑥ 守护船随时保持与平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。

当有迹象表明，井内压力有可能超过井控设备额定压力时或有可能失控时，应立即下令采取以下措施：

- ① 立即按照指令关闭生产流程；
- ② 广播通知所有人员事故情况；
- ③ 通知守护船提供协助；
- ④ 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- ⑤ 如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急计划；
- ⑥ 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要

的损失；

⑦ 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；

⑧ 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油田总监下达撤离平台的命令；

应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

b. 管道泄漏事故应急措施

① 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；

② 启动应急预案，通过广播通告事故情况；

③ 及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；

④ 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；

⑤ 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；

⑥ 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况；

⑦ 启动油田溢油应急计划清理海面原油，或根据溢油情况通知专业溢油处置公司协助清理海面溢油。

c. 平台容器泄漏事故应急措施

① 发现平台容器泄漏事故后，发现者应立刻向中控室、平台长报告泄漏事故，汇报内容包括泄漏品的名称、泄漏位置、人员伤亡情况；并向上风向撤离，启动警报并通知周围人员；

② 启动燃料油泄漏警报并进行广播通知；

③ 根据现场情况进行必要生产、设备的关停；

④ 评估现场风险，建立警戒区；

⑤ 确认燃料油泄漏对生活区、设备设施及海洋环境的影响；分析油气泄漏发生火灾/爆炸的可能性；

⑥ 根据泄漏情况，采用设备停转或技术措施减少泄漏量；根据事故情况决定是否关停生产或进行部分疏散撤离；

⑦ 现场应急救援（穿戴自给式空气呼吸器并携带气体探测设备和隔离

服), 组织堵漏和燃料油回收方案, 做好泄漏介质的围堵和回收措施, 防止扩散或流入海。

d. 平台火灾/爆炸事故应急措施

- ① 发现火灾或爆炸后立即拉响警报, 同时用附近合适的消防设备灭火;
- ② 立即向中控或油田总监报告事件的位置、类型和程度;
- ③ 现场应急消防队穿好消防救生设备, 到达事故现场;
- ④ 查清起火位置后, 应立即组织全体人员根据不同火种, 采取不同的灭火方式进行灭火;
- ⑤ 如有伤员, 抢救伤员到安全地带;
- ⑥ 防止火灾蔓延, 对周围设备设施采取有效地隔离、降温;
- ⑦ 尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火, 对着火点周围进行灭火和冷却, 以控制火灾;
- ⑧ 通知守护船立即到现场附近待命或实施救助;
- ⑨ 向分公司应急值班室汇报所有信息。

e. 船舶碰撞事故应急措施

① 当发生船舶碰撞平台的事故后, 发现者应第一时间报告中控室、平台长, 并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息;

② 启动应急预案; 通知守护船赶赴事故现场; 通知分公司应急指挥中心, 视事故情况决定是否请求外部支援;

③ 对海上设施的风险做出评估, 根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备, 采取行动保护人员、设施和环境;

④ 获取碰撞船只的确切位置, 利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施;

⑤ 根据失事船舶需求, 组织本油田人员参加失事船舶抢险救援工作。

8.8.4 溢油应急可行性分析

当发生溢油应急事故时, 在最不利的条件下, 即管道溢油发生在 WC14-

3WHPA 平台附近处，浮油以约 2.38km/h 的漂移速度向远离平台的方向漂移。若溢油应急船舶从“海洋石油 116”FPSO 出发以平均巡航速度 12 节航行，人员动员和设备装船时间需 2h，则当发生溢油后 3h 以内工作船就可赶到浮油所在位置，此时浮油漂移到距溢油点约 7.14km。“海洋石油 116”FPSO 配置有围油栏、收油机和吸油棉等溢油应急设备且数量充足，可以满足本项目开发工程在合理的时间内对溢油量 10t 以内的溢油事故做出适当反应。

当发生溢油量 10t 以上的溢油事故时，可借助于周边区域其他油气田、陆岸基地的应急设备和外部溢油应急支援力量进行应急处理。若溢油应急船舶从“南海奋进号”FPSO、涠洲终端或南山终端（均配备数量充足的围油栏等溢油应急设备）出发，以平均巡航速度 12 节航行，人员动员和设备装船时间需 2h，则当发生溢油后分别在 3h、20h 和 19h 以内工作船就可赶到浮油所在位置，而在极值风作用下，油膜最快也需要 63h 才能抵岸，所以可以在油膜抵岸前进行拦截。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务股份有限公司建立了密切的联系，当发生 10t 以上溢油事故时能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油事故时，还可以通过总公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油事故时的应急需要。

8.9 评价结论与建议

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急计划与政府的分级响应机制相衔接。

综合以上分析，文昌油田群产能释放二期项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产分析与总量控制

9.1 建设项目清洁生产内容与符合性分析

清洁生产是指将综合预防的环境保护策略持续应用于生产过程中的产品和服务中，以期减少对人类和环境的风险。清洁生产从本质上来说，就是对生产过程与产品采取整体预防的环境策略，减少或者消除它们对人类及环境的可能危害，同时充分满足人类需要，使社会经济效益最大化的一种生产模式。清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施，其目标就是增效、降耗、节能、减污，由单纯的末端治理向生产全过程贯彻，从而实现清洁生产的目的。文昌油田群产能释放二期项目在贯彻清洁生产原则的基础上，在设计上采用先进的工艺技术，在管理上制定明确的规章制度，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本篇将从本项目产品的清洁性分析、各阶段采取的清洁生产措施以及清洁生产评价指标进行分析，并给出清洁生产结论和建议。

9.1.1 产品的清洁性分析

本项目建成投产后，主要产品为合格原油和天然气。生产的合格原油和天然气等产品的质量标准均满足行业和国家相关标准规范的要求。

作为燃料，与煤相比，天然气和原油均是优质而洁净的能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。本项目天然气中不含硫化氢。天然气作为优质燃料，在燃烧过程中产生二氧化碳、水、少量氮氧化物等，对大气环境影响很小，属于清洁能源。原油和天然气均是优质能源，热值高，单位质量原油、天然气热量均高于单位质量煤、焦炭的发热量，与汽油、柴油的单位发热量相当。

天然气、原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 9.1-1，用天然气和原油代替燃煤作为燃料，可明显减少二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等污染物的排放，采用天然气和原油作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。因此，天然气和原油的清洁性远高于煤。在一次能源消费煤炭约占 60% 的中国，发展天然气和原油等洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。



表 9.1-1 天然气、原油和煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）*

燃烧产物	天然气	原油	煤
灰分	1	14	148
SO ₂	1	400	700
NO ₂	1	5	10
CO	1	16	29
CO ₂	3	4	5

注：*表中资料引自《四川石油经济》2000年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

9.1.2 清洁生产措施

9.1.2.1 建设阶段清洁生产措施

施工阶段船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《73/78 防污公约》、《国内航行海船法定检验技术规则》（2020）和《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（2018）等相关要求。本项目新增和更换设备利用油田现有的支持船舶进行海上运输，无需专业海洋工程船舶进行支持。平台原有支持船均按要求配备油水分离器，机舱含油污水经船用油水分离器处理，使其含油浓度达到《73/78 防污公约》的要求，不大于 15mg/L。生活污水的主要污染因子为 COD、BOD 以及 SS，通过设置在船舶上的生活污水处理装置经处理后排放入海。船舶生活垃圾的食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎至直径不大于 25mm 后排放，在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放，食品包装物等运回陆地处理；船舶生产垃圾全部送回岸上交给有资质单位处理。

同时，本项目采用严格的环境安全管理来保证各项作业安全进行，避免污染环境事故的发生从而达到清洁生产的目的。

9.1.2.2 生产阶段清洁生产措施

a. 选用先进的工艺及技术路线

本项目生产过程中，生产水处理均将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为在国内外先进和成熟的技术和设备，并在文昌油田群开发过程中已有成功的应用。



b. 污染物最大限度的资源化

- 本项目的含油生产水利用 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台新建含油生产水处理系统进行处理，从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。
- 平台上产生的初期雨水、甲板冲洗水和带压流体等其它含油污水经平台设置的开/闭式排放系统进行收集后，最终进入工艺流程进行处理。
- 平台上产生的生活污水经平台的生活污水处理装置处理达标后排海。
- 平台配置生产垃圾和生活垃圾回收箱，生产垃圾和生活垃圾等进行分类回收后，除食品废弃物以外的生活垃圾和生产垃圾将集中装箱运回陆地处理 / 处置，对生产垃圾中的危险废物将交由茂名市华凯石化有限公司进行处理，详见附件 4。

c. 必要的末端治理措施

本项目含油生产水分别在 WC14-3WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台和“海洋石油 116” FPSO 处理达标，经处理生产水的含油量 $\leq 45\text{mg/L}$ 后排海。

d. 现场管理中的清洁生产控制措施

在本项目正常生产过程中，对于各项操作均将制定明确的作业规程，同时制定严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。采取具体措施规范生产及施工作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

- 本项目产生污染物的排放均按国家有关规定填写登记表。
- 定期对生产设备、环保设备等设备进行检查维护。
- 定期定时对含油生产水进行监测，监测含油生产水的石油类浓度和生物毒性容许值。
- 实行环境保护会议制度，对生产中发现的环保问题及时研究出整改措施，提出工作要求。

9.2 建设项目清洁生产评价

9.2.1 清洁生产指标



根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对文昌油田群产能释放二期项目清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采行业建设项目清洁生产分析指标主要包括资源能源消耗指标、生产技术特征指标、污染物产生指标、资源综合利用指标、环境管理与劳动安全卫生指标等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目不涉及钻井作业，采油作业的清洁生产指标执行情况见表 9.2-1。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中表 4 的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。由表 9.2-1 可知，从资源与能源消耗指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求与劳动安全卫生指标等方面进行定量和定性评价，经计算，文昌油田群产能释放二期项目采油作业的清洁生产综合评价指数为 92.8，由此可知本项目可评为清洁生产先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

9.2.2 清洁生产结论和建议

针对本项目特点，从工艺技术、污染物处理措施、生产运营管理控制等方面均符合清洁生产原则，最大限度的降低对周围海洋生态环境的破坏。本项目通过采用先进的集输、油气处理等工艺保证生产运营安全，项目达到清洁生产先进水平。

建议建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和培训，提高作业人员的清洁生产意识，保证本项目清洁生产工艺均落到实处。



表 9.2-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（采油作业）

定量指标*						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值 (S _{oi})	本项目实际值 (S _{xi})	单项评价指数 (S _i)	定量评价指标的考核总分值 (P ₁)
(1) 资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤65	<65	1	90
(2) 资源综合利用指标	30	油井伴生气回收利用率	%	30	≥80	≥80	1	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤45	≤45	1	
		COD	mg/L	5	≤500	≤500	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		含油生产水回用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	1	
定性指标*								
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际值 (F _i)	定性评价指标的考核总分值 (P ₂)		
(1) 生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好	5	5	97		
		采油	套管气回收装置	10	10			
			防止落地原油产生措施	10	9			
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10			
集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	8					
(2) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		20	20			
		制订节能减排工作计划		15	15			
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5			
		建设项目环境影响评价制度执行情况		10	10			



	污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5
本项目清洁生产综合评价指数 (P): $P=0.6P_1$		$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$	P=92.8
清洁生产等级评定: $P \geq 90$ (清洁生产先进企业); $75 \leq P < 90$ (清洁生产企业)			本项目采油作业评定为: 清洁生产先进企业 ($P \geq 90$)

注: “*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 清洁生产指标体系分为定量指标 (P₁) 和定性指标 (P₂) 两部分。

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对指标数值越高 (大) 越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低 (小) 越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{oi}/S_{xi}$ 。定量评价考核总分值的计算公式:

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \text{ 定性评价指标的考核总分值的计算公式为: } P_2 = \sum_{i=1}^n F_i; \text{ 清洁生产综合评价指数的计算公式为: } P=0.6P_1+0.4P_2。$$



9.3 污染物排放总量控制方案与建议

9.3.1 污染物总量控制因子选择

文昌油田群产能释放二期项目在开发过程中排放的主要污染物种类、数量和处理排放方式在本报告“工程概况与工程分析”中已有详细叙述。项目投产后, WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台分别在本平台脱除部分含油生产水并处理达标后排放, 其余生产物流及污染物处理均依托“海洋石油 116”FPSO。由于原有工程的作业人员和作业船舶未发生变化, 原有工程的机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物产生及排放量不变。正常生产阶段主要新增 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台含油生产水的排放。

综上所述, 确定文昌油田群产能释放二期项目所排放的含油生产水及其特征污染物石油类作为本项目的总量控制因子。

9.3.2 排污混合区建议

文昌油田群产能释放二期项目投产后, 将新增 2 个生产水排放点: WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台, 因此需要确定这 2 个生产水排放点的排污混合区范围。

根据本报告“海洋环境影响预测与评价”对生产水中石油类的预测结果, WC14-3WHPA 平台超一类水质的水域离排放点最远距离为 300m; WC8-3WHPA 平台超一类水质的水域离排放点最远距离为 350m。建议分别以 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台外缘 300m 和 400m 半径以内的海域作为各平台生产水的排污混合区。

本项目投产后, “海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统的最大含油生产水排放量为 $17972\text{m}^3/\text{d}$, 未超过原《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》报告的批复量 $17977\text{m}^3/\text{d}$, 故维持原报告书批复的排污混合区范围 850m 不变。

9.3.3 污染物总量控制指标建议

文昌油田群产能释放二期项目投产后, “海洋石油 116”FPSO 生产水处



理系统的最大含油生产水排放量未超过原《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》报告的批复量 $17977\text{m}^3/\text{d}$ ($656.16 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，建议维持“海洋石油 116”FPSO 含油生产水排放总量不变。新增 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台 2 个生产水排放点，其中 WC14-3WHPA 平台生产水排放量最大为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ($109.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，WC8-3WHPA 平台生产水排放量最大为 $4237\text{m}^3/\text{d}$ ($154.7 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)。为了不影响产能释放，确保各油田增稳产，建议对 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台新增含油生产水排放总量控制指标。

综上所述，本项目投产后各设施生产水总量控制建议指标见表 9.3-1。各平台/FPSO 所排放的生产水中石油类月平均允许排放浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ 。

表 9.3-1 本项目投产后各设施生产水总量控制指标建议

平台/设施	污染物	原总量控制批复值	现总量控制建议值	控制排放浓度
“海洋石油 116”FPSO	生产水	$656.16 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	$656.16 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	$\leq 45\text{mg/L}$
	其中：石油类	295.27t/a	295.27t/a	
WC14-3WHPA	生产水	/	$109.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	$\leq 45\text{mg/L}$
	其中：石油类	/	49.28t/a	
WC8-3WHPA	生产水	/	$154.7 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	$\leq 45\text{mg/L}$
	其中：石油类	/	69.62t/a	



10 环境保护对策措施及其合理性分析

10.1 环境保护对策措施

本节主要对文昌油田群产能释放二期项目的施工阶段和生产阶段在正常生产作业情况下采取的环保措施进行分析。本项目施工阶段主要作业内容包括：WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台上新增原油脱水和生产水处理设施；WC13-6WHPA 平台新增生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机等装置；WC8-3WHPA /WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台甲板扩建、设施和平台改造。

本项目建设阶段施工过程中参加作业的人员将产生少量的生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。

本项目投产后，正常生产阶段主要新增 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台含油生产水的排放，新增 WC13-6WHPA 平台发电废气和发电机冷却水的排放。由于现有工程设施的作业人员不变，产生的生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及机舱含油污水等船舶污染物不变。

10.1.1 建设阶段环保措施

本项目建设阶段产生的污染物主要包括少量生活污水、生活垃圾、生产垃圾等。建设单位将采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1.1 生活污水

WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台均设置 1 套可处理 50 人生活污水的生化生活污水处理装置；WC13-6WHPA 平台设置 1 套可处理 110 人生活污水的电解式生活污水处理装置。本项目建设阶段 WC14-3WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台和 WC13-6WHPA 平台施工人员分别为 20 人、20 人和 30 人，施工生活污水经各平台生活污水处理装置处理达标后排海（COD $\leq 500\text{mg/L}$ ）。

10.1.1.2 生活垃圾和生产垃圾

本项目对 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台施工过程中



产生的固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于25mm后排海；其它生活垃圾将集中装箱运回陆地。产生弃置设备、废钢材、边角料、棉纱、木块和水泥等废弃物等生产垃圾将全部在平台分类回收后运回陆地统一处理/处置，对生产垃圾中的危险废物将交由茂名市华凯石化有限公司进行处理。

10.1.2 生产阶段环保措施

本项目正常生产阶段主要新增 WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台含油生产水的排放，以及 WC13-6WHPA 平台发电废气和发电机冷却水的排放；产生的生活污水、生活垃圾、生产垃圾等污染物不变，污染防治措施同建设阶段。建设单位将采取相应污染防治措施，以使含油生产水的排放符合相应污染物排放标准的要求。

10.1.2.1 井口平台新增生产水分离及处理设施

a. 含油生产水处理流程

本项目分别在 WC8-3WHPA 和 WC14-3WHPA 平台新增生产水分离和处理设施。生产水经处理合格后排海。本项目新增生产水系统均采用两级“水力旋流器+紧凑型气浮选器”处理流程，脱除的生产水经处理合格后排海。WC8-3WHPA 和 WC14-3WHPA 平台新增生产水工艺流程见图 10.1-1 和图 10.1-2。

b. 含油生产水处理效果可行性分析

在 WC14-3WHPA 平台的多路阀下游、海管入口上游新增原油脱水和生产水处理设施，将 WC14-3WHPA 平台井口物流输送到新增处理设备。井口物流依次进行脱气和脱水，脱出的原油和天然气混合后输送至海管外输；脱水撬脱除的含油生产水首先经过两级水力旋流器进行处理，然后再进入两级紧凑型气浮选器进一步处理。水力旋流器的除油效率通常在 80%~90%，紧凑型气浮选器除油效率通常为 85%以上，保守考虑当油气水生产工艺系统产生的含油生产水中石油类的含量为 1000mg/L 时，生产水处理系统可使

生产水的含油量小于 45mg/L 后排海。WC14-3WHPA 平台含油生产水的最大排放量为 3000m³/d，生产水处理系统处理能力为 3191m³/d，满足项目投产后本平台生产水处理需求。文昌油田群现有 WC8-3WHPB 平台已采用与本项目相同的两级“水力旋流器+紧凑型气浮选器”处理流程，截至目前该套生产水处理系统运行稳定，处理效果良好，投产至今经处理后的生产水含油浓度月平均值在 12mg/L~21mg/L 之间，均低于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放要求（生产水中石油类浓度月平均值≤45 mg/L）。

在 WC8-3WHPA 平台的多路阀下游、海管入口上游新增原油脱水和生产水处理设施，将 WC8-3WHPA 平台井口物流输送到新增处理设施。井口物流依次进行脱气和脱水，脱出的原油和天然气混合后输送至海管外输；脱水撬脱除的含油生产水首先经过两级水力旋流器进行处理，然后再进入两级紧凑型气浮选器进一步处理。水力旋流器的除油效率通常在 80%~90%，紧凑型气浮选器除油效率通常为 85%以上，保守考虑当油气水生产工艺系统产生的含油生产水中石油类的含量为 1000mg/L 时，生产水处理系统可使生产水的含油量小于 45mg/L 后排海。WC8-3WHPA 平台含油生产水的最大排放量为 4237m³/d，生产水处理系统处理能力为 4521m³/d，满足项目投产后本平台生产水处理需求。

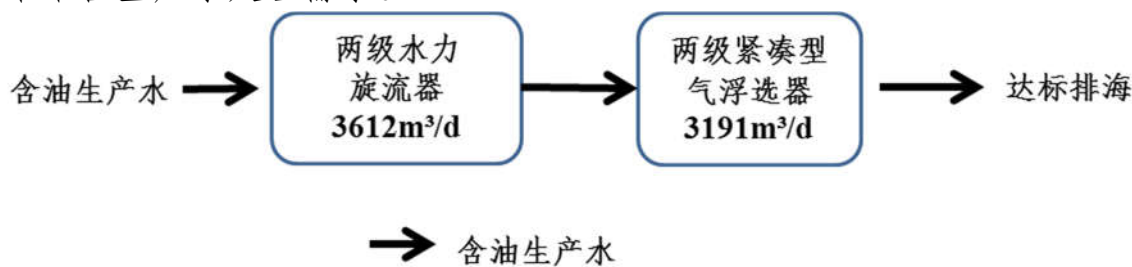


图 10.1-1 WC14-3WHPA 平台生产水处理工艺流程

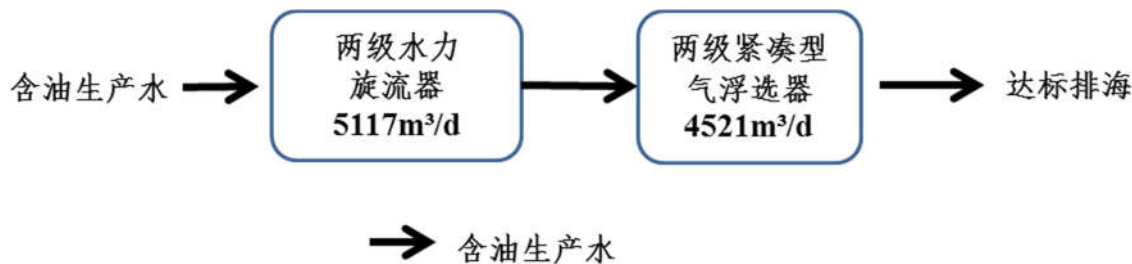


图 10.1-2 WC8-3WHPA 平台生产水处理工艺流程

10.1.2.2 “海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统

a. 含油生产水处理流程

“海洋石油 116”FPSO 生产水处理系统采用两级“气浮装置”与“水力旋流器+改性纤维球过滤器”并联运行处理生产水，“海洋石油 116”FPSO 生产水处理工艺流程见图 10.1-3。

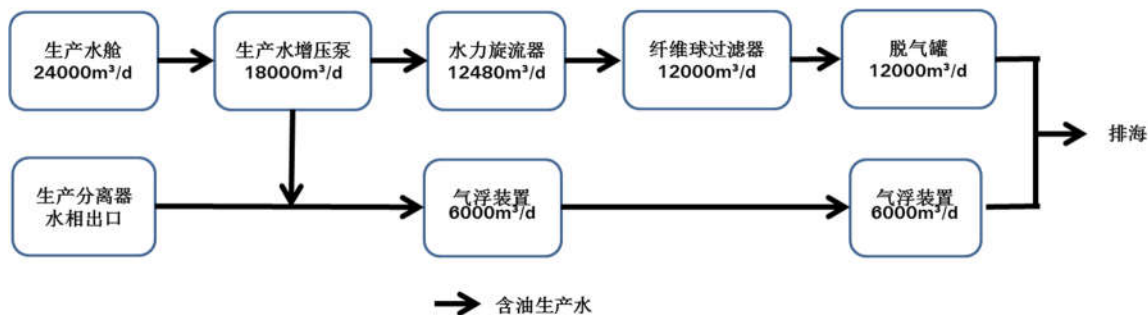


图 10.1-3 “海洋石油 116” FPSO 生产水处理工艺流程

b. 处理效果可行性分析

“海洋石油 116”FPSO 生产水系统目前运行效果良好，含油生产水经该设备处理，排放的生产水中含油浓度月均排放浓度在 23.6mg/L~38.2mg/L 之间，均低于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中三级海域排放要求（生产水中石油类浓度月平均值 ≤ 45 mg/L）。说明 FPSO 生产水处理系统运行效果和工作效率良好。同时，提液后原油和伴生水性没有发生明显变化，不会增加 FPSO 生产水处理难度，现有生产水处理工艺流程满足生产水处理需求。本项目投产后文昌油田群生产水逐年排放量见表 10.1-1，本项目提液后，文昌油田群输送至“海洋石油 116”FPSO 的生产水量在 2023 年达到最大 17972m³/d，FPSO 生产水处理系统 18000m³/d 的处理能力能够满足本项目生产水处理系统处理需求。因此，本项目投产后，含油生产水依托 FPSO 处理能够达标排放。

表 10.1-1 项目投产后文昌油田群生产水逐年排放量 (m³/d)

年份	WC8-3 WHPB	WC8-3 WHPA	WC14-3WHPA	WC19-1WHPA	WC19-1WHPB	WC19-1WHPC	FPSO 116
2021	1400	3470	2127	3000	1570	3350	16741
2022	1400	3676	2297	3000	1570	3350	17879
2023	1400	2444	1160	3000	1570	3350	17972



年份	WC8-3 WHPB	WC8-3 WHPA	WC14- 3WHPA	WC19- 1WHPA	WC19- 1WHPB	WC19- 1WHPC	FPSO 116
2024	1400	1863	581	3000	1570	3350	17962
2025	1400	4237	2963	3000	1570	3350	17960
2026	-	4237	2970	3000	1570	3350	17969
2027	-	4237	2980	3000	1570	3350	13669
2028	-	2747	3000	3000	1570	3350	13238
最大值	1400	4237	3000	3000	1570	3350	17972

10.1.3 环保措施小结

本项目施工阶段产生的生活污水其主要污染因子为化学需氧量（COD）。生活污水经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经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海；其它生活垃圾将集中装箱运回陆地。产生的弃置设备、废钢材、边角料、棉纱、木块和水泥等生产垃圾将全部在平台分类回收后运回陆地统一处理/处置，对生产垃圾中的危险废物将交由茂名市华凯石化有限公司进行处理。

本项目分别在 WC8-3WHPA 和 WC14-3WHPA 平台新增生产水分离和处理设施。生产水经处理合格后排海。本项目新增生产水系统均采用两级“水力旋流器+紧凑型气浮选器”处理流程，脱除的生产水经处理合格后排海。

建设单位将采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。本项目施工阶段和生产阶段的环保措施的具体内容、规模数量、预期效果、实施地点及投入时间责任主体见表 10.1-2。



表 10.1-2 文昌油田群产能释放二期项目主要环保措施

环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
含油生产水	WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台新增生产水处理设施；“海洋石油 116”FPSO 现有生产水处理系统	WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台含油生产水处理均采用两级“水力旋流器+紧凑型气浮选器”处理流程；设计处理能力分别为 4521m ³ /d 和 3191m ³ /d。FPSO 采用两级“气浮装置”与“水力旋流器+改性纤维球过滤器”并联运行处理，处理能力为 18000m ³ /d	本项目含油生产水经处理含油量≤45mg/L 后排海。WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台、“海洋石油 116”FPSO 最大含油生产水排放量分别为 4237m ³ /d、3000m ³ /d 和 17972m ³ /d。	WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	由建设单位负责建设、使用和管理
生活污水	平台生活污水处理装置	WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台均设置 1 套可处理 50 人生活污水的生化生活污水处理装置；WC13-6WHPA 平台设置 1 套可处理 110 人生活污水的电解式生活污水处理装置	本项目建设阶段 WC14-3WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台和 WC13-6WHPA 平台施工人员分别为 20 人、20 人和 30 人，施工生活污水经各平台生活污水处理装置处理达标后排海（COD≤500mg/L）。	WC8-3WHPA /WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台；已在各平台投入生产使用	
生产垃圾 生活垃圾	分类回收	食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海，其它生活垃圾和生产垃圾运回陆地交给有资质的单位处理	生产垃圾均运回陆地交给有资质的单位处理	WC8-3WHPA /WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台；已在各平台投入生产使用	
生态补偿	人工增殖放流等，其经费应纳入项目环保投资预算	根据本项目造成的海洋生物资源损失，应采取适当的生态恢复或补偿措施	按照海洋渔业行政主管部门的要求，确定增殖放流的品种和数量、实施方式等	项目附近海域；在施工完成后，在专业单位建议的时间内完成	由建设单位负责落实，可委托专业单位完成



10.2 生态保护方案与补偿措施

为使油气开发与渔业生产协调发展，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海洋渔业生态环境和渔业资源的损害，以达到海洋油气开发与海洋渔业生态环境两者兼顾的目的。为此，建议建设单位在本项目开发过程中，采取如下措施：

(1) 本项目位于粤西外海区蓝圆鲈产卵场、部分设施位于黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内。因此，本项目在开发过程中必须严格控制污染物的总排放量和污染物的排放浓度，以减轻对周围海域渔业资源的影响。

(2) 如果发生事故性溢油，将会对本海域重要鱼卵、仔稚鱼和鱼类资源密集区等产生影响。因此，建设单位必须具备控制溢油事故的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油事故，应符合《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》的要求。

(3) 鉴于工程生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响，建议建设单位与当地渔业主管部门沟通和协商，选择合理的放流时间、品种和规模，通过人工增殖放流等措施进行生态修复和补偿。

10.3 海洋生态建设方案

2015年7月，国家海洋局印发了《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020年）（以下称《实施方案》），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，本项目在实施过程中积极落实《实施方案》相关要求。

10.3.1 海洋生态保护措施

10.3.1.1 敏感目标保护措施

本项目位于粤西外海区蓝圆鲈产卵场、部分设施位于黄鲷产卵场、短尾



大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内；本项目无新建设施，建设阶段无钻井作业和铺管作业内容，仅有少量平台生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物，项目海上施工作业尽量减少污染物排放，缩短作业时间，减少对蓝圆鲹、黄鲷、短尾大眼鲷、金线鱼和鲈鱼鱼卵及其幼体的伤害。

10.3.1.2 生态环境影响削减措施

为尽可能减少项目建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响，本项目对新增污染物采取了生态环境影响削减措施，具体如下：

(1) 文昌油田群施工期及运营期所有生活垃圾（食品包装物）和生产垃圾等均分类收集后，集中装箱运回陆地交有资质的单位处理，均不排海。本项目施工期间生活垃圾（食品包装物）及生产垃圾的排放量为 12.56t，其中生活垃圾削减量约 9.0t，生产垃圾削减量达 3.56t；

(2) 本项目实施提液后年均新增水量为 $196.52 \times 10^4 \text{m}^3$ ，经含油生产水处理系统处理后浓度从 1000mg/L 降至 45mg/L 以下，整个生产运营期内，每年从生产水中削减的石油类达 1877t。

10.3.1.3 施工期生态保护措施

a. 施工工艺优化措施

本项目无新建设施，建设阶段无钻井作业和铺管作业内容，利用平台吊机和工作船作业，不动用大型浮吊船和运输驳船，仅有少量已建平台作业人员产生的生活污水排放和生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海，项目海上施工作业尽量减少污染物排放，缩短作业时间，减少对蓝圆鲹、黄鲷、短尾大眼鲷、金线鱼和鲈鱼鱼卵及其幼体的伤害。

b. 施工期管理措施

(1) 避免恶劣天气施工，保障施工安全并尽量避免环境风险事故的发生。

(2) 建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。



10.3.2 海洋生态修复及补偿措施

10.3.2.1 海洋生态保护科研教育支持

a. 支持海洋主管部门海洋生态保护宣传教育基地的建设

建议建设单位支持海洋主管部门建立海洋生态保护宣传教育基地，开展以海洋生态环境保护为主题的宣传教育活动，向公众介绍保护区、保护物种（如珊瑚礁）的科普知识、宣传海洋生态保护相关的法律、法规及生物多样性保护的重要性，唤起社会各阶层广泛参与水生野生动物的保护工作，提高公众的海洋生态环境保护意识。

b. 支持海洋生态环境基础科学研究

建议建设单位积极支持海洋生态环境保护的相关基础科学研究，包括海洋生态系统研究、海洋生态功能研究、海洋生态多样性研究、海洋生态环境调查等基础科研课题与工作，从基础科研角度对海洋生态环境进行保护。

10.3.2.2 生态修复项目支持

建设单位湛江分公司在文昌油田群海域开展了多次增殖放流活动。2014 年至今为落实文昌油田群已批复环境影响报告书提出的生态保护措施，建设单位已在海南文昌清澜海域投放真鲷鱼苗约 182 万尾，红笛鲷鱼苗约 20 万尾，断斑石鲈鱼苗约 50 万尾，紫红笛鲷约 108.16 万尾，卵形鲳鲹幼苗约 168.3 万尾。同时进行规范管理并在修复期间定期进行渔业资源与捕捞产量的跟踪监测，保护文昌油田群附近海域的海洋生态环境，保证上述海域海洋生态环境得到良好修复。促进了海洋经济健康、持续发展。

建议建设单位与当地海洋主管部门进行沟通，针对本项目积极开展生态修复项目。

10.3.2.3 生态补偿与增殖放流

根据建设单位湛江分公司在文昌油田群海域开展了多次增殖放流活动，本项目增殖放流的品种建议主要有：断斑石鲈、真鲷、红笛鲷鱼苗、紫红笛鲷和卵形鲳鲹幼苗等。同时建议本项目根据主管部门对该增殖放流效果评估结果，协商有关品种和数量。



10.3.2.4 油田服役期满环境恢复措施

在油田废弃处置前，作业者将编制油气田废弃计划书并提交给政府主管部门。计划书内容包括油气田废弃程序、操作计划、环境影响分析等。海上设施拆除前需对生产设备和管线进行清洗，拆除的工程废料、残油等生产垃圾禁止投入海域，运回陆地处理或回收利用。其他污染物（生活污水、船舶含油污水、生活垃圾等）的环保措施与海上施工阶段相同。

10.3.3 海洋生态环境监测措施

根据项目特点，对运营期排放的含油生产水制定监测计划，严格确保排放的污染物满足相应的排放标准；同时根据海域环境特征，在工程区附近设立跟踪监测站点，对本项目的特征污染物（生产运营期间含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD）等进行监测。

10.3.4 海洋生态修复/补偿费用

本项目设生态修复/补偿资金对项目施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态功能等损害进行补偿，并纳入项目环保投资。本项目在生产建设过程中可能造成的海洋生物资源损失补偿费用约 168.58 万元，同时本项目建设造成的海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 279.70 万元。上述费用主要用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理、监测工作、海洋生态系统研究、海洋生态功能研究、海洋生态多样性研究等海洋生态环境基础科研课题以及海洋生态环境调查、海洋生态保护宣传教育等。

10.3.5 溢油防范及应急

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急计划与政府的分级响应机制相衔接。



10.3.6 结论

本项目根据《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》(2015-2020年)(国家海洋局,2015年7月)的要求,从海洋生态保护措施、海洋生态修复及补偿措施、海洋生态环境监测措施、海洋生态补偿与修复方案实施和监督、溢油防范及应急等方面认真落实了生态建设的要求,具有操作性和可行性。



11 环境经济损益分析

建设项目的环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目建设可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设备及投资估算

11.1.1 环境保护投资估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其相关操作费用和辅助费用。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：

(1) 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，按其投资的 100% 列入环境保护投资。

(2) 生产需要又为环境保护服务的设备或设施，按其投资的 50% 列入环境保护投资。

(3) 主要为生产或安全需要，同时对污染防治和环境保护具有一定作用的设备和设施，按其投资的 25% 列入环境保护投资。

根据上述原则，本项目环保投资见表 11.1-1。

表 11.1-1 文昌油田群产能释放二期项目环保投资（万元）

平台	环保设备	投资总额 (万元)	折合比例	折合环保投资 (万元)
WC8-3WHPA	生产水处理装置	■	■	■
	闭排泵	■	■	■
WC14-3WHPA	生产水处理装置	■	■	■
	闭排泵	■	■	■
环保设备投资总计（万元）				■
海洋生态环境总损失补偿费用（万元）				■
环境保护投资合计（万元）				■



11.1.2 环境保护投资比例分析

文昌油田群产能释放二期项目工程设施投资 (T) 为 [REDACTED]；环境保护投资 (C) 为 [REDACTED]，根据下式计算出本项目环境保护投资占工程投资的比例为 11.29%。

[REDACTED]

11.2 环境经济损益分析

11.2.1 环境经济损失分析

11.2.1.1 资源、能源流失价值

文昌油田群产能释放二期项目资源和能源的损失主要是在生产过程中随含油生产水排放而损失的石油类。本项目实施提液后新增生产水量 8 年总计约为 $1572 \times 10^4 \text{m}^3$ ，经生产水处理系统处理达标后排海，外排生产水的含油浓度按 45mg/L 计算，则随生产水排放而损失的石油类约为 707.40t ，根据当前国际原油价格 2000元/t 计算，由此而造成的经济损失为 141.48万元 (8 年)。

11.2.1.2 生物资源损失价值

根据海上污染物扩散数值模拟结果和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》(SC/T 9110-2007)，本项目在建设阶段和生产阶段中将对海洋生物资源造成一定损害。本项目所造成的环境影响损失，主要是生产阶段产生的含油生产水的排放对渔业资源的损失。

a. 海洋生物资源损失

(1) 鱼卵、仔稚鱼经济损失计算

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

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

式中： M ——鱼卵和仔稚鱼经济损失金额；

W ——鱼卵和仔稚鱼损失量；



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

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

(2) 海洋生物幼体经济损失计算

幼体的经济价值应折算成成体进行计算，当折算成成体的经济价值低于鱼类苗种价格时，则按鱼类苗种价格计算。幼体折算成成体的经济价值按公式 (2) 计算：

$$M_i = W_i \times P_i \times G_i \times V_i \dots\dots\dots (2)$$

式中： M_i ——第 i 种类生物幼体的经济损失额，单位为元；

W_i ——第 i 种类生物幼体损失的资源量，单位为尾；

P_i ——第 i 种类生物幼体折算为成体的换算比例，按 100% 计算，单位为百分比 (%)；

G_i ——第 i 种类生物幼体长成最小成熟规格的重量，鱼、蟹类按平均成体的最小成熟规格 0.1 kg/尾计算，虾类按平均成体的最小成熟规格 0.005 kg/尾~0.01 kg/尾计算，单位为千克每尾 (kg/尾)；

V_i ——第 i 种类生物成体商品价格，按当地主要水产品平均价格计算，单位为元每千克 (元/kg)。

(3) 海洋生物成体资源经济损失计算

$$M_i = W_i \times V_i \dots\dots\dots (3)$$

式中： M ——第 i 种类生物成体生物资源的经济损失额；

W ——第 i 种类生物成体生物资源损失的资源量；

E ——生物资源的商品价格，其中成鱼和底栖生物的价格按当地近年来海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.5 万元/t。

(4) 海洋生物资源补偿年限

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”；“持续性生物资源损害的补偿分三种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响



年限为 3 年~20 年的，按实际影响年限补偿；实际影响持续 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年”。本项目生产水排放持续时间为 8 年，按实际年限计算补偿金额。

(5) 渔业资源经济损失额合计

渔业资源经济损失额见表 11.2-1。本项目对渔业生物资源造成的损失将进行经济补偿，并将对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。

表 11.2-1 渔业资源损失经济补偿明细

工程内容	受损生物	损失量	折算比例	折算鱼苗损失量	单价	补偿金额 (万元)
生产水排放	鱼卵 (粒)	4504920	1%	45049.2	1.0 元/尾	36.04
	仔稚鱼 (尾)	2688420	5%	134421	1.0 元/尾	107.54
	游泳动物幼体 (尾)	208337.5	100%	208337.5	0.15 元/尾	25
	游泳动物成体 (t)	4.47	/	/	1.5 万元/t	0.00357
合计	168.58 万元					

b. 海洋生态服务损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，并参考《海洋生态损害评估技术指南(试行)》，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，本项目对海洋生态系统服务功能的影响主要是生产过程中生产水的排放，下面具体评估对海洋生态系统服务功能的损失。

(1) 海洋供给服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给（养殖生产、捕捞生产）和氧气生产。由于本工程所处海域没有养殖生产，对捕捞生产的影响有限；本工程不涉及钻井作业因此不排放钻井液钻屑，对氧气生产影响有限。本项目基本不会造成海洋供给服务价值损失。

(2) 海洋调节服务价值损失



根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011), 海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程主要为运营期 WC8-3 WHPA 和 WC14-3WHPA 平台含油生产水的达标排放。因此, 这里仅考虑污染物排放造成的环境容量损失。

污染物排放造成的环境容量价值损失采用替代成本法进行评估, 计算公式如下:

$$V_{sw} = Q_{swt} \times P_w \times N \times 10^{-4}$$

其中, V_{sw} ---废弃物处理的价值量, 万元;

Q_{swt} ---废弃物处理的物质量, t/a;

P_w ---废弃物处理的单价, 元/t;

N ---废弃物排放年限, a。

生产水排放量按照生产预测的逐年产水量, 石油类浓度按照建设单位提供的近年生产水中含油浓度平均值进行核算。含油生产水的取费标准根据国海环字[2003]214号文件, 由此计算本工程排污造成的环境容量损失约为 266.98 万元, 详见下表 11.2-2。

表 11.2-2 污染物排放造成的环境容量损失

	排放量	浓度含量		物质量 (kg)	单价 (元/kg)	损失价值 (万元)
含油 生产水	15721645m ³	石油类	24.26mg/L	381407	7	266.98

(3) 海洋文化服务价值损失

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

关于休闲娱乐服务, 本工程所处海域距岸最近距离约 113km。非旅游区, 无人员来此观光旅游; 关于科研服务, 本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地。本项目为调整改造项目, 非新建项目占用海域, 因而,



本项目基本不会造成海洋文化服务价值的损失。

(4) 海洋支持服务价值损失

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

本项目 WC8-3WHPA 平台生产水排放增量超一类面积为 0.100km²(10.0hm²), 影响时间 8a, WC14-3WHPA 平台生产水排放超一类面积为 0.083km²(8.3hm²), 影响时间 8a, 按照污染所造成的生物损失率 10%, 估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失约为:

$$\begin{aligned} & 10.0 \times 8 \times 8686 \times 10^{-4} \times 10\% + \\ & 8.3 \times 8 \times 8686 \times 10^{-4} \times 10\% + \\ & = 12.72 \text{ (万元)} \end{aligned}$$

综合以上计算结果, 本项目造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 279.70 万元, 详见表 11.2-3。

表 11.2-3 本项目造成海洋生态功能损失评估结果

损失类别	海洋供给服务价值损失	海洋调节服务价值损失	海洋文化服务价值损失	海洋支持服务价值损失	合计
损失价值 (万元)	/	环境容量损失 266.98	/	12.72	279.70

c. 海洋生态环境总损失

综合以上评估结果, 本项目造成海洋生物资源损失约 168.58 万元, 造成海洋生态功能损失约 279.70 万元, 两项合计 448.28 万元即为海洋生态环境总损失。

11.2.2 环境经济收益分析

11.2.2.1 直接环境经济收益

直接环境经济收益是指资源、能源的回收利用所产生的收益。本项目的直接环境经济收益主要是油田产出的含油生产水经生产水处理系统处理后



回收的原油。本项目实施提液后 8 年新增生产水总计约为 $1572 \times 10^4 \text{m}^3$ ，经含油生产水处理系统处理后浓度从 1000mg/L 降至 45mg/L ，则从生产水中回收的石油类为 15012.60t ，根据当前国际原油价格 2000元/t 计算，按 8 年计算回收石油价值为 3002.52万元 。

11.2.2.2 间接环境经济收益

间接环境经济收益是指控制污染后所带来的环境损失减少值和补偿性损失的减少值。由含油生产水处理系统产生的间接收益一般按回收资源、能源价值的 40% 计算为 1201万元 ，其它间接收益通常按前项的 10% 计算，为 120.10万元 ，两项合计总的间接环境经济收益为 1321.10万元 。

11.2.2.3 总环境经济收益

综合直接和间接环境经济收益之和，本项目投产后，总的环境经济收益为 4323.62万元 。

11.3 社会效益分析

文昌油田群产能释放二期项目建成投产后，将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用。此外，该项目有较大的经济效益，可为国家带来可观的税收收入。综上所述，文昌油田群产能释放二期项目的开发将会带动我国相关产业的发展和进步，是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。



12 环境管理与监测计划

12.1 环境保护管理

环境管理是保护环境、控制污染的重要措施之一。建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司（以下简称“湛江分公司”）非常重视对环境的保护工作，建立了一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对文昌油田群产能释放二期项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1 环境管理的任务和内容

文昌油田群产能释放二期项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括含油生产水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。污染物若处理/处置不当，将对海洋环境造成一定程度的影响，尤其是在发生油气泄漏、火灾和爆炸等事故时，甚至对海洋生态环境造成严重的污染和破坏。因此，环境管理作为保护环境、控制污染的重要措施之一，其主要任务和内容包括：

- (1) 贯彻执行环境保护法规和标准；
- (2) 组织制定和修改与本工程有关的环保管理制度并监督执行；
- (3) 组织制定环境保护长远规划、年度计划和限期治理的项目；
- (4) 领导和组织工程项目各部门的环境监测；
- (5) 检查工程项目环保设施的运行状态；
- (6) 广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- (7) 组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；
- (8) 组织开展工程项目的环保科研和学术交流。

12.1.2 机构及岗位的设置

湛江分公司作为本项目的建设单位，负责油田工程建设和生产期间的环境管理工作。该公司建立了健康安全环境保护管理体系，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进，组织机构见图 12.1-1。

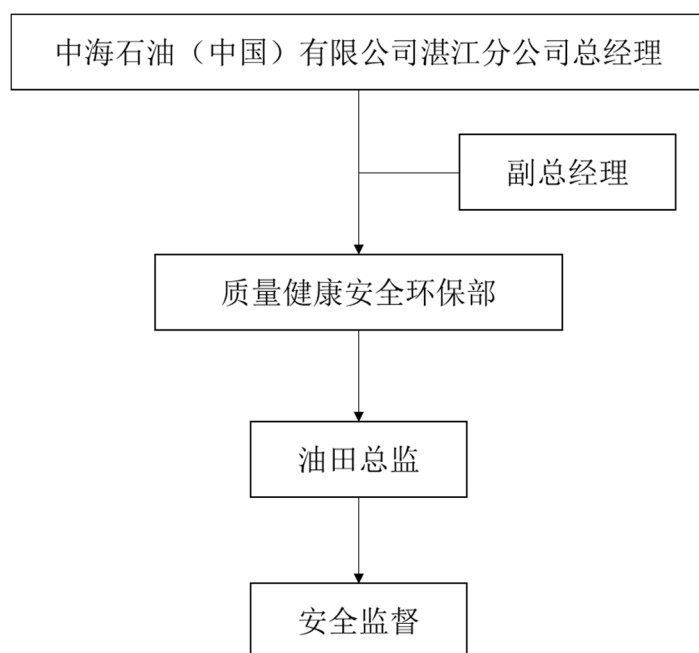


图 12.1-1 湛江分公司环境保护管理机构图

12.1.3 主要人员的岗位职责

12.1.3.1 油田总监

全面负责油田的安全生产和环境保护的管理工作，制定和落实油田各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施，负责技术管理和培训，处理临时发生的生产、安全和环保等各种问题，并采取应急处理措施。

12.1.3.2 生产监督

向油田总监负责，负责管理和指导所有生产作业以满足政府规定、公司要求的指标与程序，实现生产及安全健康环保目标，负责生产系统的计划与控制；以及其他相关工作。

12.1.3.3 维修监督

向油田总监负责，负责最大限度地保持健康与安全状况下，确保关键设备的可靠性、可用性、整体安全性能与工作性能，负责执行设备维护管理长期计划，保证设备完好以满足生产目标，以及其他相关的设备维护工作。

12.1.3.4 安全监督

落实执行有关健康、安全、环保法律法规，建立健全海上平台的健康、



安全、环保制度，并负责落实；负责对有关健康、安全、环保设备、设施的管理，并监督所有系统设备符合安全规范的要求；对海上平台人员的生产操作进行安全监督，组织分析安全生产形势，制定防范措施；以及上级领导和部门交办的其他任务。

12.1.4 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。湛江分公司在本项目生产过程中，应遵守中国环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行污染物达标排放标准，如《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)等。结合项目开发的特点，制定相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度。

12.1.4.1 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否真实、正确和上报是否及时。海上安全监督和生产监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

12.1.4.2 安全/环保会议制度

定期举行安全监督参加的安全和环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

12.1.4.3 培训与演习制度

平台上的所有操作人员必须经过环境保护和安全培训，获得海上石油作业安全救生培训等有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台上进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。



12.1.4.4 事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急计划中的报告程序进行。本工程组应建立应急小组，由平台总监担任组长，监督任小组成员，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向有关政府部门报告。

12.1.4.5 海底管道/脐带缆巡查制度

由值班船对本油田海底管道和脐带缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道和脐带缆造成损害。根据油田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术检测，以保证海底管道处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各工程设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；三是分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1 监测岗位

本项目计划在 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台增加原油脱水设备和生产水处理设备，处理达标的部分含油生产水排海，其余生产水通过海底管道输送至“海洋石油 116”FPSO 处理。WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台的化验工作由操作工兼任，不单独设置化验人员。化验员负责对平台上排放的污水定期进行取样分析化验，监测其是否符合排放标准；负责填写防污报表。

12.2.2 监测项目与频率

12.2.2.1 常规监测

本项目在正常建设和生产作业期间，需对下列项目进行监测：

含油生产水：监测 WC14-3WHPA/WC8-3WHPA 平台外排生产水中含油浓度和生物毒性容许值，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB/T18420.1-2009）、《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府管理部门的要求执行。



化学需氧量 (COD): 监测 WC14-3WHPA/WC8-3WHPA/WC13-6WHPA 平台生活污水中的 COD, 按《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 执行。每月取样 1 次, 送至陆地有资质的检测单位进行测定。

12.2.2.2 非常规监测

配合政府部门对防污染设备的检查工作, 以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。跟踪监测调查与分析方法按《海洋监测规范》(GB17378-2007) 和《海洋调查规范》(GB12763-2007) 执行。

12.2.3 监测设备

本项目 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台上配备以下环境监测设备或仪器: 红外分光测油仪、常规化学分析仪器 (用于水样的前处理)、冰箱、电热、干燥和电器控制设备等。

生产水的生物毒性容许值, 以及生活污水中 COD 的监测将委托有相关资质的单位开展, 因此不另设监测仪器。

12.3 跟踪监测方案

12.3.1 监测点位布设

根据第七篇预测结果, 建议以 WC14-3WHPA 平台为中心, 在距离平台 300m 半径范围均匀布设 4 个监测点位; 以 WC8-3WHPA 平台为中心, 在距离平台 400m 半径范围均匀布设 4 个监测点位。海洋环境监测站位布设示意图见图 12.3-1。

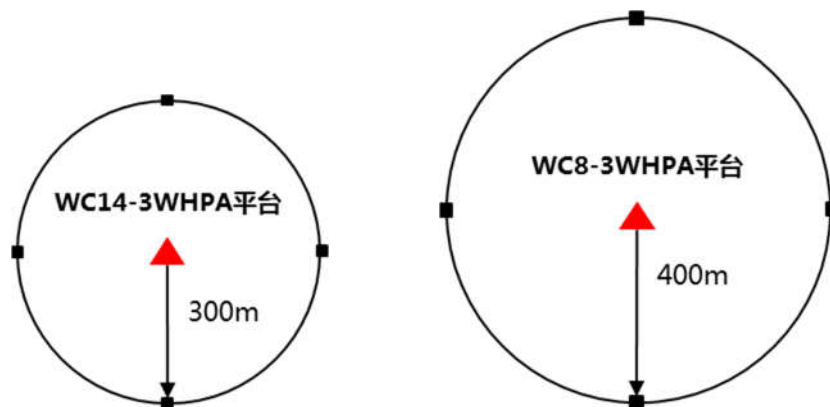


图 12.3-1 海洋环境监测站位布设示意图



12.3.2 监测内容

本项目的特征污染物（生产运营期间含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD）是跟踪监测必测内容，其他监测项目可根据实际情况进行筛选。

12.3.3 监测方法与频率

海洋环境影响跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。

建议在竣工验收（试运行）进行一次监测，在生产运营 3~5 年后再进行一次监测。

12.3.4 监测资质

监测机构应具备海洋环境调查的资质，具有计量认证证书，取得的调查结果能够得到政府主管部门的认可。



13 环境影响评价结论与建议

13.1 工程概况与工程分析结论

13.1.1 工程概况

文昌油田群产能释放二期项目拟对文昌 14-3 油田和文昌 8-3 油田采用提液的方式实施产能释放，并对相关平台进行适应性改造。文昌油田群产能释放二期项目属于改扩建海洋油（气）开发工程。本项目高峰年增产油量 [REDACTED]。本项目预计投产时间为 2021 年 4 月 30 日，开发投资约 [REDACTED]。

项目主要工程内容包括：现有文昌 14-3/8-3 油田所产物流全液输送至“海洋石油 116”FPSO 进行油气水的处理。本项目拟对文昌 14-3/8-3 油田采用提液的方式实施产能释放，在提高产能的同时带来液量增大，WC14-3WHPA 平台至“海洋石油 116”FPSO 管输能力无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的全液输送，为解决物流输送问题，本项目拟在 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台增加原油脱水设备和生产水处理设备，实现原油脱水和部分生产水处理达标后在本平台排海。另外，目前文昌油田群电网无法满足文昌 14-3/8-3 油田提液后的供电需求，为解决电力缺口问题，拟在 WC13-6WHPA 平台增加燃气透平电站，燃料气主要来自本油田自产天然气，现有 WC13-6WHPA 平台无油气处理系统，本项目拟在 WC13-6WHPA 平台增加生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机等。WC13-6WHPA 平台增加电站除为本平台供电以外，通过现有的海底电缆为 WC8-3WHPA 和 WC8-3WHPB 平台供电。

工程内容主要包括：

- WC8-3WHPA/WC14-3WHPA 平台上新增原油脱水和生产水处理设施；
- WC13-6WHPA 平台新增生产分离器、燃料气处理装置、燃气透平发电机；
- WC8-3WHPA/WC14-3WHPA/WC13-6WHPA 平台甲板扩建、设施和平台改造。



13.1.2 工程分析

13.1.2.1 建设阶段污染物产生和排放情况

文昌油田群产能释放二期项目海上施工作业主要包括 WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台 3 个平台甲板的扩建和改造、上述平台新增设备的安装及调试等。海上平台甲板扩建、改造及设备的安装等过程中，施工人员将产生少量的生活污水、食品废弃物等生活垃圾，旧设备更换拆除、新设备安装、甲板扩建、改造过程中还将产生一定量的生产垃圾。

经核算，施工期生活污水产生量约 2100m³、生活垃圾约 9.0t 和生产垃圾约 3.56t。

13.1.2.2 生产阶段污染物产生和排放情况

文昌油田群产能释放二期项目投产后，WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台分别在本平台脱除部分含油生产水并处理达标后排放，其余生产物流及污染物处理均依托“海洋石油 116”FPSO。正常生产阶段主要新增 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台含油生产水的排放，新增 WC13-6WHPA 平台发电废气和发电机冷却水的排放。

由于原有工程的作业人员和作业船舶不变，产生的生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及机舱含油污水等污染物不变。经核算，WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台含油生产水的最大排放量分别为 3000m³/d (109.5×10⁴ m³/a) 和 4237m³/d (154.65×10⁴ m³/a)。“海洋石油 116”FPSO 含油生产水的最大排放量为 17972m³/d (655.98×10⁴ m³/a)。WC13-6WHPA 平台发电过程中产生的废气为 NO_x。经核算，NO_x 在本平台的最大排放量约为 228.4kg/d (83.37t/a)，发电取用海水作为冷却水，最大海水冷却水量为 6 m³/h (52560 m³/a)，排海温度 35℃。

13.2 环境现状分析与评价结论

13.2.1 水文动力、地形地貌及冲淤环境现状

项目周边海域进行了 2 个站位水位观测及 2 个站位海流观测，其中 WC13-6WHPA 平台附近进行了 31 天的水位和海流观测，WC19-1WHPC 平



台附近进行 15 天的海流观测，WC8-3WHPB 平台附近进行 15 天的水位观测。根据水文动力环境现状调查数据进行数据分析，潮汐类型属于不正规半日潮，潮流为不正规半日潮流。

根据地形地貌调查资料，WC14-3WHPA、WC8-3WHPA 和 WC13-6WHPA 平台位置周围海底比较平坦，水深没有明显的变化。上述平台海底地貌资料色度显示均匀，海底平整，在调查区域内无明显海底土质变化，WC8-3WHPA 平台周围海底底质为松散至中等密度的深灰色细砂。WC14-3WHPA 平台调查区内发现一些麻坑，深度小于 0.5m，直径为 10-50m。未发现有其他遗弃物及其它障碍性物体。WC13-6WHPA 平台周围海底底质为褐灰色粉质细砂含较多的粘粒和贝壳碎屑。

根据 2005 年 WC14-3WHPA 平台调查区域内海底平坦，整个调查区水深在 122.5m-124.0m 之间变化，调查区内海底平均坡度约为 0.6%。WC14-3WHPA 平台位置处水深为 122.9m。2011 年在已建 WC14-3WHPA 平台水深调查显示，海底基本平坦，水深最小值 122.5m，最大值 123.3m。对比分析，在已建 WC14-3WHPA 平台位置范围水深基本没有变化，海底冲淤处于较为稳定的状态。

13.2.2 海水水质环境现状与评价

根据 2017 年 4~5 月（春季）和 2019 年 9 月（秋季）在文昌油田群所在海域的海水水质现状调查结果，调查海域海水中 pH、化学需氧量、石油类、无机氮、总汞、砷、锌、镉、总铬、硫化物和挥发酚均符合第一类海水水质标准，活性磷酸盐、溶解氧和重金属铅、铜存在超标现象。除溶解氧出现超第二类海水水质标准外，其他超标因子均可满足第二类海水水质标准要求。调查海区海水表层~50m 层活性磷酸盐含量均符合第一类海水水质标准要求；超标现象主要出现在底层，溶解氧仅在 100m 层和底层出现超第二类海水水质标准的情况。可见溶解氧和营养盐的超标与调查海区水深较深有关，属于较深海区的普遍现象。铜在春季调查中个别样品出现轻微的超标现象；铅在秋季调查中有少量样品超标，初步分析重金属超标是受过往船舶排污和大气污染物沉降所造成。



13.2.3 海洋沉积物环境现状与评价

根据 2019 年 9 月在文昌油田群所在海域的海洋沉积物质量现状调查结果，调查海域表层沉积物中总汞、铅、铜、镉、锌、铬、砷、硫化物、石油类和有机碳的含量均符合《海洋沉积物质量》(GB18668-2002) 中第一类海洋沉积物的质量标准，无超标样品。

13.2.4 海洋生物质量现状与评价

2017 年 4~5 月(春季)生物质量调查 12 个站位共采集到 13 个生物样品，包括鱼类 6 个和甲壳类 7 个。

2019 年 9 月(秋季)生物质量调查 13 个站位采集到 22 个生物样品，包括鱼类 15 个，甲壳类 6 个，软体类 1 个。

春、秋季调查中，甲壳类、软体类和鱼类体内的污染物质含量评价标准采用《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，鱼类的石油烃采用《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。春秋两季调查海域的海洋生物质量状况均为良好，甲壳类、软体类和鱼类的测试样品均未出现污染物超标，符合海洋生物质量评价标准的要求。

13.2.5 海洋生物生态现状与评价

根据 2017 年 4~5 月(春季)和 2019 年 9 月(秋季)在文昌油田群所在海域的海洋生物生态环境质量现状调查结果，春季调查共出现浮游植物 110 种，秋季调查共出现 76 种；春季调查海域浮游植物密度变化范围在 $(0.18\sim 3.96)\times 10^4$ 个/ m^3 ；秋季调查海域浮游植物密度变化范围在 $(0.30\sim 35.48)\times 10^4$ 个/ m^3 。

春季调查共鉴定浮游动物 342 种，秋季调查共出现 279 种；春季调查海域浮游动物生物密度变化范围在 $(6.48\sim 80.36)$ 个/ m^3 ，生物量变化范围在 $(31.29\sim 151.79)$ mg/ m^3 ；秋季生物密度变化范围在 $(27.69\sim 196.10)$ 个/ m^3 ，生物量变化范围在 $(19.27\sim 461.80)$ mg/ m^3 。

春季调查共出现底栖生物 165 种，秋季调查共出现 166 种；春季调查海域底栖生物生物量变化范围在 $(0.15\sim 11.09)$ g/ m^2 ，底栖生物生物密度变



化范围在（5~60）个/m²。秋季调查海域底栖生物生物量变化范围在（0.05~3.33）g/m²。底栖生物生物密度变化范围在（5~55）个/m²。

13.2.6 海洋渔业资源现状与评价

根据 2019 年 4 月（春季）和 2019 年 9 月（秋季）在文昌油田群所在海域的渔业资源调查结果，春季调查海域渔获鱼类重量资源密度变化范围为（289.20~1746.46）kg/km²，平均重量资源密度为 586.36kg/km²；秋季调查海域鱼类资源重量密度为（226.48~5238.01）kg/km²，平均重量资源密度为 981.87kg/km²；春季调查海域头足类渔获重量资源密度变化范围为（11.48~115.98）kg/km²，平均为 64.92kg/km²；秋季调查海域头足类渔获重量资源密度变化范围为（17.51~474.41）kg/km²，平均为 151.67kg/km²；春季调查海域甲壳类渔获重量资源密度变化范围为（6.38~220.96）kg/km²，平均为 41.94kg/km²；秋季调查海域甲壳类渔获重量资源密度变化范围为（0.68~63.23）kg/km²，平均为 22.09kg/km²；春季调查在垂直采样中，鱼卵密度变化范围为（6~89）粒/100m³，平均密度为 26 粒/100m³；仔稚鱼密度变化范围为（0~42）尾/100m³，平均密度为 10 尾/100m³；秋季调查鱼卵密度变化范围为（4~96）粒/100m³，平均密度为 36 粒/100m³；仔稚鱼密度变化范围为（2~143）尾/100m³，平均密度为 27 尾/100m³。

13.2.7 环境影响回顾性分析

根据近年文昌油田群主要污染物处理/排放情况可见，本项目所依托的文昌油田群现有生产水处理系统、生活污水处理系统和其他环保设施目前运行正常。现有文昌油田群投产以来，有一定数量的含油生产水和生活污水达标排放入海，由于对外排污水采取了有效的处理措施，且文昌海域扩散条件良好，油田群外排含油生产水对油田群周围的海水水质并未造成明显影响。

从总体上讲，文昌油田群所在海区海水水质依然保持较好水平，海水中石油类含量与油田群投产初期相比未见明显升高。海底沉积物中各评价因子标准指数均处于较低水平，仅铜和铅含量在 2009 年 10 月出现轻微超标，沉积物质量良好，其中特征污染物石油类在表层沉积物中仍处于较低水平。



历次调查显示调查海域属于典型的贫营养海区，浮游植物各项指标比较稳定，波动不大，优势种季节性更替；海区浮游动物种类较多，主要优势种年度变化不大，群落结构未出现稳定性降低的现象；底栖生物种类丰富，多样性水平较高，群落结构维持稳定；油田群周围海域生物质量状况较为稳定，未出现生物质量趋于恶化的现象。

13.3 环境影响预测分析与评价结论

13.3.1 工程对海水水质的影响评价

13.3.1.1 施工阶段对海水水质的影响

本项目施工阶段产生的生活污水经平台上的生活污水处理设施处理，达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的标准后排海。本工程施工期生活污水排放量很小，在施工期间属短期污染行为，对海水质量不构成明显影响。

由于本项目不涉及钻井作业及海管铺设，施工阶段期间不产生海管铺设的悬浮沙及钻井作业排放的钻井液和钻屑，对海水水质不构成影响。

13.3.1.2 运营期对海水水质的影响

本项目生产阶段 WC13-6WHPA 平台有少量的发电机冷却水排放，由于其本身排放量小（ $6\text{m}^3/\text{h}$ ），且温升不高（排海温度为 35°C ），其对平台周围海水温度影响轻微。本项目运营期对海水水质的影响主要是生产水的排放。石油类由于密度小于海水，根据数值模拟结果，基本位于表层水体（海面至 10m ），超一类面积长轴方向基本平行于主流向，且超一类面积与排放源强正相关，但非线性关系。WC8-3 WHPA 平台及 WC14-3 WHPA 平台排放影响面积均较小，WC8-3 WHPA 平台生产水排放超一类包络面积为 0.221km^2 ，超一类最大距离约 0.35km ；WC14-3WHPA 平台生产水排放超一类包络面积为 0.182km^2 ，超一类最大距离约 0.30km 。

13.3.2 工程对海洋生态环境的损失评估

本项目对海洋生态环境的损失包括对海洋生物资源的损失和对海洋生态服务功能的损失两部分，其中对海洋生物资源的损失根据《建设项目对海



洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)进行估算,对海洋生态服务功能的损失按照《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T28058-2011)进行估算,二者合计即为本工程对海洋生态环境的总的损失。

本项目 WC14-3WHPA 和 WC8-3WHPA 平台生产水排放对海洋生物资源影响损失总计约 168.58 万元。

本项目造成海洋生态系统服务功能的海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋文化服务价值损失总计约 279.70 万元。

13.3.3 工程对环境敏感目标的影响

本项目新增生产水排放的 WC8-3WHPA 平台位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场、黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场和金线鱼产卵场内,新增生产水排放的 WC14-3WHPA 平台位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场和短尾大眼鲷产卵场内。WC8-3 WHPA 平台及 WC14-3 WHPA 平台生产水排放影响面积均较小,WC8-3 WHPA 平台生产水排放超一类包络面积为 0.221km²,超一类最大距离约 0.35km;WC14-3WHPA 平台生产水排放超一类包络面积为 0.182km²,超一类最大距离约 0.30km。本项目 WC14-3WHPA 和 WC8-3WHPA 2 个平台生产水排放超一类包络线面积占所在产卵场面积的比例为 $4.97 \times 10^{-6} \sim 1.67 \times 10^{-5}$,超三类包络线面积占所在产卵场面积的比例为 $3.60 \times 10^{-7} \sim 1.20 \times 10^{-6}$ 。由此可见,本项目生产水排放对周边产卵场影响非常轻微,基本无影响。

13.4 环境风险分析与评价结论

13.4.1 环境风险潜势初判断及评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018),本项目风险源包括 WC14-3WHPA/WC8-3WHPA/WC13-6WHPA 改造平台所产原油和天然气以及柴油,向环境转移的途径主要通过水体污染(海水污染),环境风险类型为危险物质泄漏。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势,本项目风险潜势为 I 级,确定文昌油田群产能释放二期项目环境风险评价为简单分析,但鉴于海上溢油漂移的特点和项目周围环境敏感区分布情况,本次评价将风险评价等级提为二级。



13.4.2 溢油影响途径及危害后果

本项目海底管道/立管泄漏溢油事故为最大可信事故，本项目拟对文昌 14-3/8-3 油田采用提液方式实施产能释放，产能释放导致液量增大，并且物流最终由 WC14-3WHPA 平台输送至“海洋石油 116”FPSO，假定在 WC14-3WHPA 平台附近海管发生溢油，管道溢油量按 70t (90m³) 进行预测。在平均风况下，溢油油膜的漂移速度在 0.69~0.98km/h 之间，平均风况下在 96h 内各风向下油膜均不抵岸；在极值风况下，溢油油膜的漂移速度在 1.89~2.38km/h 之间，极值风况下除 SE、NE 风向外，其余 S、SSE、E、ENE 等 4 个风向下油膜均可抵岸，抵岸最短时间为 63h。由于本项目位于粤西外海区蓝圆鲈产卵场和短尾大眼鲷产卵场内，故无论在何种风向下发生溢油事故，均会对敏感区产生影响，因此应引起足够重视，做好应急响应的准备。

13.4.3 环境风险防范措施及应急要求

- 严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。
- 文昌油田群“海洋石油 116”FPSO 和文昌 13-1/2 油田“南海奋进号”FPSO 均配备了能够处理 10t 以下溢油事故的设备，一旦发生溢油事故，文昌油田群海上人员首先做好溢油源的控制工作，同时做好溢油源监控，本着就近调用应急资源的原则，优先利用油田群内部以及距离最近的文昌 13-1/2 油田“南海奋进号 FPSO”溢油应急资源进行溢油初期处理。
- 当发生溢油量 10t 以上的溢油事故时，可以就近调用本海区其它油田或基地以及外部溢油应急支援力量进行应急处理。

13.4.4 环境风险分析与评价结论

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急计划与政



府的分级响应机制相衔接。

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

综合以上分析，文昌油田群产能释放二期项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

13.5 清洁生产和总量控制结论

13.5.1 清洁生产分析结论

文昌油田群产能释放二期项目清洁生产分析指标参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》。从资源与能源消耗指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求与劳动安全卫生指标等方面进行定量和定性评价，经计算，文昌油田群产能释放二期项目采油作业的清洁生产综合评价指数为 92.8，由此可知本项目可评为清洁生产先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

13.5.2 总量控制建议

文昌油田群产能释放二期项目投产后，建议维持“海洋石油 116”FPSO 含油生产水排放总量不变。新增 WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台 2 个排放点。其中 WC14-3WHPA 平台生产水排放量最大为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ($109.5\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)；WC8-3WHPA 平台生产水排放量最大为 $4237\text{m}^3/\text{d}$ ($154.7\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)。建议对 WC14-3WHPA 平台生产水和石油类总量控制指标为：生产水排放量为 $109.5\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放量为 $49.28\text{t}/\text{a}$ ；建议对 WC8-3WHPA 平台生产水和石油类总量控制指标为：生产水排放量为 $154.7\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放量为 $69.62\text{t}/\text{a}$ 。各平台所排放的含油生产水中石油类月平均允许排放浓度 $\leq 45\text{mg}/\text{L}$ ，一次容许值 $\leq 65\text{mg}/\text{L}$ 。



13.6 环境保护对策措施的合理性、可行性结论

13.6.1 环境保护对策措施

WC14-3WHPA 平台和 WC8-3WHPA 平台均设置 1 套可处理 50 人生活污水的生化生活污水处理装置；WC13-6WHPA 平台设置 1 套可处理 110 人生活污水的电解式生活污水处理装置。本项目建设阶段 WC14-3WHPA 平台、WC8-3WHPA 平台和 WC13-6WHPA 平台施工人员分别为 20 人、20 人和 30 人，施工生活污水经各平台生活污水处理装置处理达标后排海（ $COD \leq 500mg/L$ ）。生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海；其它生活垃圾将集中装箱运回陆地。产生弃置设备、废钢材、边角料、棉纱、木块和水泥等生产垃圾将全部在平台分类回收后运回陆地统一处理/处置，对生产垃圾中的危险废物将交由茂名市华凯石化有限公司进行处理。

本项目提液后，为降低海管输量，分别在 WC8-3WHPA 和 WC14-3WHPA 平台新增生产水分离和处理设施。生产水经处理合格后排海。本项目新增生产水系统均采用两级“水力旋流器+紧凑型气浮选器”处理流程，脱除的生产水经处理合格后排海，大大降低海管的输量。

13.6.2 海洋生态保护措施

建设单位湛江分公司在文昌油田群海域开展了多次增殖放流活动。2014 年至今为落实文昌油田群已批复环境影响报告书提出的生态保护措施，建设单位已在海南文昌清澜海域投放真鲷鱼苗约 182 万尾，红笛鲷鱼苗约 20 万尾，断斑石鲈鱼苗约 50 万尾，紫红笛鲷约 108.16 万尾，卵形鲳鲹幼苗约 168.3 万尾。同时进行规范管理并在修复期间定期进行渔业资源与捕捞产量的跟踪监测，保护文昌油田群附近海域的海洋生态环境，保证油田群海域海洋生态环境得到良好修复。

根据建设单位湛江分公司在文昌油田群海域开展了多次增殖放流活动，本项目增殖放流的品种建议主要有：断斑石鲈、真鲷、红笛鲷鱼苗、紫红笛鲷和卵形鲳鲹幼苗等。同时建议本项目根据主管部门对该增殖放流效果评估结果，协商有关品种和数量。



13.7 区域规划和政策符合性结论

13.7.1 全国海洋主体功能区规划

根据《全国海洋主体功能区规划》，我国专属经济区和大陆架及其他管辖海域划分为重点开发区域和限制开发区域。重点开发区域包括资源勘探开发区、重点边远岛礁及其周边海域。对于资源勘探开发区，选择油气资源开采前景较好的海域，稳妥开展勘探、开采工作。加快开发研制深海及远程开采储运成套装备。加强天然气水合物等矿产资源调查评价、勘探开发科研工作。本项目所属的文昌油田群区域属于规划内的重点开发区域；项目对现有设施改造，符合资源勘探开发区的要求。因此，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》规划要求。

13.7.2 海洋生态红线

根据《海南省生态保护红线划定方案》（海南省人民政府，2018年11月），海南省生态保护红线包括陆域生态保护红线和近岸海域生态保护红线两部分。本项目所属文昌油田群不在海南省近岸海域生态保护红线区内，WC13-6 WHPA 距离海南岛东北部重要渔业水域限制类红线区最近，距离约为 78km，本项目符合《海南省生态保护红线管理规定》的相关要求。

13.7.3 全国海洋功能区划

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

本项目属于海洋油气资源开发，与南海北部海域主要功能之一的矿产与能源开发具有一致性。本项目投产后，分离产生的生产水在已建设施进行达标排放，其对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响均在排放口周围，排污混合区外不会劣于现状水平。本项目将加强环境管理，形成有效的环境管理体系；制定油田溢油应急计划，并配备有效的溢油应急设备，防治海上溢油等重大海洋环境灾害和突发事件。本项目符合《全国海洋



功能区划（2011-2020年）》功能定位的要求。

13.7.4 海南省海洋功能区划

根据《海南省海洋功能区划（2011-2020年）》，文昌油田群位于珠江口盆地矿产与能源区范围内。本项目距离功能区划中海洋保护区、旅游休闲与娱乐区、港口航运区、工业与城镇用海区、特殊利用区、保留区等均较远，最近距离在71km以上，不会对各功能区产生影响。

本项目主要是对平台现有设施进行改造，项目投产后油田群生产水排放量有一定增加。根据预测结果，本项目新增生产水排放对表层水体的最大影响距离不超过0.35km，影响范围较小。本项目的溢油风险防范是项目建设中重点关注的问题。本项目开发经过严格论证，项目投产后本区域的油气资源可得到合理开发。根据历次调查数据和本次现状调查数据表明调查海域海水水质质量、海洋沉积物质量、海洋生物质量变化不大，基本符合一类标准。本项目符合《海南省海洋功能区划（2011-2020年）》中珠江口盆地矿产与能源区的海域用途和用海方式要求，海域环境质量现状与海域环境保护要求一致。因此，本项目开发符合《海南省海洋功能区划》（2011~2020年）管理要求。

13.7.5 相关政策规划符合性

根据国家《产业结构调整指导目录》（2019年本）中“第一类 鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”的相关内容，文昌油田群产能释放二期项目为海洋油气开采类项目，属于国家产业结构调整指导目录中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目。因此，本项目符合国家产业政策要求。

本项目的开发建设与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《海南省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《海南省海洋环境保护规划（2011-2020年）》、《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》、《能源发展“十三五”规划》、《海南国际旅游岛建设发展规划纲要》（2010年）等相关要求相符合。



13.8 建设项目环境可行性结论

综上所述，文昌油田群产能释放二期项目符合国家的产业政策，符合《全国海洋功能区划》（2011-2020年）、《海南省海洋功能区划（2011-2020年）》、《全国海洋主体功能区规划》，与《海南省生态保护红线区划定方案》相协调。

本项目所在海域的海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境保持较好水平，评价范围内的环境敏感目标主要是粤西外海区蓝圆鲹产卵场、黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场。本项目在建设阶段主要污染物是平台改造和设备安装等过程中产生的生活污水和生活垃圾等，其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产运行过程中所产生的主要污染物为生产水，经处理达标后排海。其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、沉积物及生态）的影响范围和程度较小。本项目的建设和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护或补偿措施。本项目存在一定的溢油风险，需要采取具有针对性的溢油应急防范对策措施。

评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本项目对周边的环境影响范围和影响程度是可以接受的。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，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

13.9 其它意见和建议

文昌油田群产能释放二期项目涉及的 WC8-3WHPA 平台、WC14-3WHPA 平台、WC13-6WHPA 平台和“海洋石油 116”FPSO 均位于粤西外海区蓝圆鲹产卵场内，部分设施位于黄鲷产卵场、短尾大眼鲷产卵场、粤西外海区鲈鱼产卵场和金线鱼产卵场内。鉴于本项目所处海域的生态环境敏感性，本项目的建设和生产对周围海域海洋生态和渔业资源不可避免会产生一定影响和损害。建议建设单位切实采取有效的环境保护措施、生态保护对策措施，切实落实溢油风险事故对策措施和溢油应急预案，尽可能降低和减轻本项目的开发建设对周围海洋环境的影响和损害。



附表 1：调查海域海水水质各调查项目分析结果

调查海域表层水质调查分析记录统计表（春季）

调查海域 10m 层水质调查分析记录统计表（春季）

调查海域 50m 层水质调查分析记录统计表（春季）

调查海域 100m 层水质调查分析记录统计表（春季）

调查海域底层水质调查分析记录统计表（春季）

调查海域水质调查分析记录统计表（秋季）



附表 2：调查海域各站位水质调查项目的标准指数

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（春季，表层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（春季，10m 层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（春季，50m 层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（春季，100m 层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（春季，底层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（秋季，表层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（秋季，10 m 层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（秋季，50 m 层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（秋季，100 m 层）

调查海域各站位水质调查项目的标准指数（秋季，底层）



附表 3：海洋生物生态名录

浮游植物种名录

浮游动物种名录

底栖生物种名录

渔业调查渔获种类名录

鱼卵、仔稚鱼名录



- 附件 1 环境影响评价委托书
- 附件 2 依托工程相关环评批复
- 附件 3 依托工程相关竣工验收批复
- 附件 4 危险废物处置单位信息
- 附件 5 报告书数据来源
- 附件 6 平台名称中英文简称对照表