

海洋石油开发工程环境保护设施 竣工验收监测报告

项目名称：埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整
工程（第一期）

建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

2025 年 7 月

验收监测单位：山东蓝普检测技术有限公司

单位负责人：万薛峰

项目负责人：孙凯

实验分析人员：李蒙蒙

报告编写人员：孙凯

审 核：刘丽杰

审 定：王海峰

验收监测单位联系方式：

联系人：刘丽杰

电话：0546-7781281

传 真：0546-8556264

电子信箱：liulijie@slofzx.com

地 址：东营市东营区胜园街道六盘山路7号

邮编：257000



检验检测机构 资质认定证书

副本

证书编号: 231512054453

名称: 山东蓝普检测技术有限公司

地址: 山东省东营市东营区胜园街道六盘山路7号
(257000)

经审查,你机构已具备国家有关法律、行政法规规定的基本条件和能力,现予批准,可以向社会出具具有证明作用的数据和结果,特发此证。资质认定包括检验检测机构计量认证。

检验检测能力及授权签字人见证书附表。



许可使用标志



231512054453

发证日期: 2023年08月08日

有效期至: 2029年08月01日

发证机关: 山东省市场监督管理局

本证书由国家认证认可监督管理委员会监制,在中华人民共和国境内有效。

目 录

1 前言	1
2 验收监测依据	3
2.1 法律法规依据	3
2.2 技术规范	4
2.3 基础依据	4
3 工程概况	5
3.1 基本情况	5
3.2 项目工程设施与生产工艺	14
3.3 主要污染物排放情况	30
3.4 环境保护设施	32
3.5 依托工程设施及生产工艺	36
3.6 项目变更情况	46
4 环境影响评价回顾及其批复要求	51
4.1 海洋环境影响评价回顾	51
4.2 主要环境保护对策措施回顾	53
4.3 清洁生产和总量控制回顾	56
4.4 环境影响报告书批复要求	56
5 验收监测评价标准	60
5.1 采用的规范和评价标准	60
5.2 平台附近海域环境质量监测采用的规范和评价标准	60
5.3 评价方法	62
6 验收监测工况	63
7 验收监测结果	64
7.1 污染物达标排放及环保设施效率监测	64
7.2 平台周围海域海水环境监测	68
7.3 环境管理调查及环境保护措施	73
8 质量控制结果	101

8.1 质控措施	101
8.2 质控结果	102
9 验收监测回顾性分析.....	109
9.1 污染物排放达标监测回顾	109
9.2 海水环境质量监测结果回顾	112
9.3 监测结果对比分析	112
10 验收监测结论、问题与建议.....	114
10.1 结论	114
10.2 问题与建议	115
11 附件	117
11.1 附件 1 委托书.....	117
11.2 附件 2 生态环境部关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及 主体调整工程环境影响报告书的批复	118
11.3 附件 3 竣工日期及调试日期公示截图.....	122
11.4 附件 4 环保设施检查.....	124
11.5 附件 5 溢油应急计划备案登记表.....	128
11.6 附件 6 应急演练记录.....	129
11.7 附件 7 钻井泥浆检测报告.....	133
11.8 附件 8 施工期一般钻井固体废物接收协议、资质及转运单.....	137
11.9 附件 9 施工期含油钻井固体废物接收协议、资质及转运单.....	146
11.10 附件 10 施工期船舶污染物转运单.....	151
11.11 附件 11 运营期一般固废清运合同.....	154
11.12 附件 12 运营期固废转运和接收记录联单.....	156
11.13 附件 13 运营期危废处理协议及资质.....	158
11.14 附件 14 CB20C 平台设计处理能力调整说明	162
11.15 附件 15 环保设施检验证书.....	164
11.16 附件 16 检测报告.....	171
11.17 附件 17 质控方案及质控项目结果.....	185
11.18 附件 18 验收工作组意见.....	193

1 前言

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂（以下简称“海洋采油厂”）是胜利油田从事油气勘探开发的二级单位，主要担负着胜利海上埕岛油田、新北油田的开发建设任务，是胜利油田重要增储上产阵地。埕岛油田为其主要的油气产区，埕岛油田位于渤海湾南部的极浅海域，该油田自 1993 年正式开发至今已有 30 多年的历史，海上油田主要包括埕岛油田主体区块和东部区块。

为满足埕岛油田东部区块新建百万吨产能的开发需求，同时考虑将两个区块进行连通，海洋采油厂计划实施埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程，新建 2 座采油平台、改扩建 1 座采油平台、技改 8 座采油平台、新建海底输油管线 7 条（其中 CB30A~海五联进站管线阀组涉及陆上部分，约 0.9km）、新建海底注水管线 8 条、新建海底输气管线 1 条、新建海底电缆 7 条。

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》等相关规定，海洋采油厂 2021 年 1 月委托胜利油田检测评价研究有限公司对埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程编制了环境影响评价文件，2022 年 2 月上报生态环境部。2022 年 5 月 10 日取得生态环境部《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复》（批复文号为环审[2022]52 号）。

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程为分期建设项目，本次验收项目为第一期项目，本期项目实际建设内容包含中心二号平台改造、中心三号平台改造、CB20C 平台改造、CB22F 平台改造、新建 CB30A 扩井口平台并新钻 1 口油井（CB30A-9）。本期项目开工建设时间为 2022 年 7 月 8 日，竣工时间为 2025 年 3 月 15 日。其他新建平台、平台改造、海底管线、电缆等工程后续建设完成后再进行验收，后续建设工程对目前各平台的正常运行无影响。

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的要求，工程投产需要进行环境保护设施竣工验收监测，因此，受海洋采油厂委托，山东蓝普检测技术有限公司承担了埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）的环保设施竣工验收工作。接受委托之后，山东蓝普检测技术有限公司成立了项目组，在收集现有环评及批复等资料基础上，于 2025 年 3 月进行了现场勘察及资料核查。2025 年 3 月 19 日~3 月 22 日，山东蓝普检测技术有限公司（CMA：171512055405）对项目污染治理设施的处理能力、效果和周边海水水质进行了取样检测并出具了检测报告（报告

编号：LP 检字（2025）H173、LP 检字（2025）H751）。在现场检查、资料核查的基础上，编制了《埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）环境保护设施竣工验收监测报告》并按照有关法律法规和管理要求进行该工程的环境保护设施验收工作。

2 验收监测依据

2.1 法律法规依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(主席令[2014]第9号、2015年1月1日);
- (2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》(主席令〔2023〕12号、2024年1月1日);
- (3) 《中华人民共和国海域使用管理法》(中华人民共和国主席令第六十一号、2002年1月1日);
- (4) 《中华人民共和国渔业法》(中华人民共和国主席令[13届]第八号、2013年12月28日);
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(主席令[2020]第43号、2020年4月29日);
- (6) 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》(国务院令第698号、2018年3月19日);
- (7) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》(1983年12月29日);
- (8) 《防治船舶污染海洋环境管理条例》(中华人民共和国国务院令第698号);
- (9) 《中华人民共和国防治陆源污染物污染损害海洋环境管理条例》(国务院令第61号、1990年8月1日);
- (10) 《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》(国海环字[2008]64号、2008年2月1日);
- (11) 《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》(国土资源部令第64号、2016年1月8日);
- (12) 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号);
- (13) 《近岸海域环境功能区管理办法》(2010年12月22日);
- (14) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》(国环规环评〔2017〕4号、2017年11月20日);
- (15) 《山东省海洋环境保护管理条例》(2018年11月30日);
- (16) 《山东省海域使用管理条例》(鲁人常〔2015〕100号修正)。

2.2 技术规范

- (1) 《海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测技术规程》(2010 年 11 月 17 日);
- (2) 《海洋调查规范》(GB/T 12763-2007);
- (3) 《海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析》(GB 17378.4-2007);
- (4) 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008);
- (5) 《海水水质标准》(GB 3097-1997);
- (6) 《水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法》(HJ 828-2017);
- (7) 《近岸海域环境监测技术规范 (系列)》(HJ 442-2020);
- (8) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022);
- (9) 《海洋油气开发建设项目重大变动清单(试行)》(环办海洋函〔2024〕241 号);
- (10) 《中国石化建设项目竣工环境报告验收管理实施细则(试行)》(中国石化能〔2018〕181 号);
- (11) 《胜利油田建设项目竣工环境保护验收指南》(胜油 QHSSE〔2019〕39 号);
- (12) 《胜利油田海洋石油勘探开发环境保护管理规定》(胜油局发〔2024〕57 号)。

2.3 基础依据

- (1) 《埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程环境影响报告书》(胜利油田检测评价研究有限公司, 2022 年 2 月);
- (2) 《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程环境影响报告书的批复》(环审〔2022〕52 号, 2022 年 5 月 10 日, 详见附件 2);
- (3) 《海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表》(生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局, 2022 年 12 月 3 日, 详见附件 5)。

3 工程概况

3.1 基本情况

项目名称：埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）

项目性质：改扩建工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

项目投资：92807.87 万元。其中环保投资约 1151.02 万元

项目内容：埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程为分期建设项目，本次验收项目为第一期项目，本期项目实际建设内容包含中心二号平台改造、中心三号平台改造、CB20C 平台改造、CB22F 平台改造、新建 CB30A 扩井口平台并新钻 1 口油井（CB30A-9）。

3.1.1 工程地理位置

埕岛油田位于渤海南部的浅海海域，埕岛油田南界距岸约 3km，与陆上的桩西油田相邻；北端距岸约 20km；西北面与中海油公司的埕北油田相望；东南面距桩西海港码头约 10km。工程地理位置为东经 $118^{\circ} 40' \sim 118^{\circ} 59'$ ，北纬 $38^{\circ} 8' \sim 38^{\circ} 18'$ ，工程涉及海域水深 2m~18m。工程地理位置见图 3.1-1。

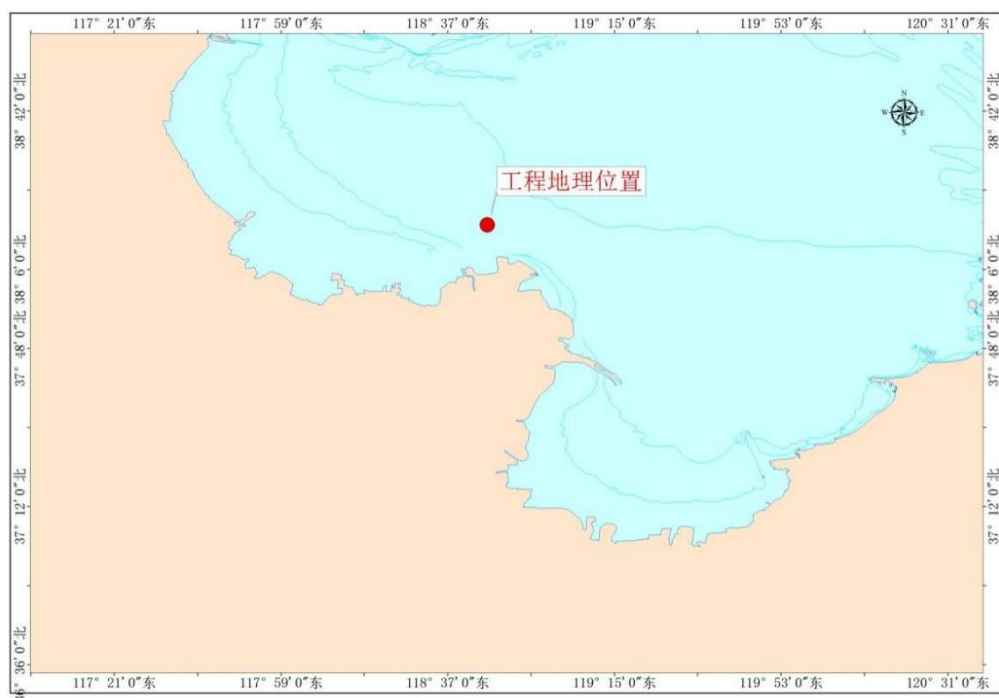


图 3.1-1 工程地理位置图

本工程距离山东黄河三角洲国家级自然保护区的最近距离约 3.51km，距离东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区的最近距离约 4.14km，距离黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的最近距离约 12.84km 距离东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区的最近距离约 21.63km；距离黄河三角洲北部重要滩涂及浅海水域生态保护红线的最近距离约 4.48km。工程周边环境保护目标见图 3.1-2 和图 3.1-3。

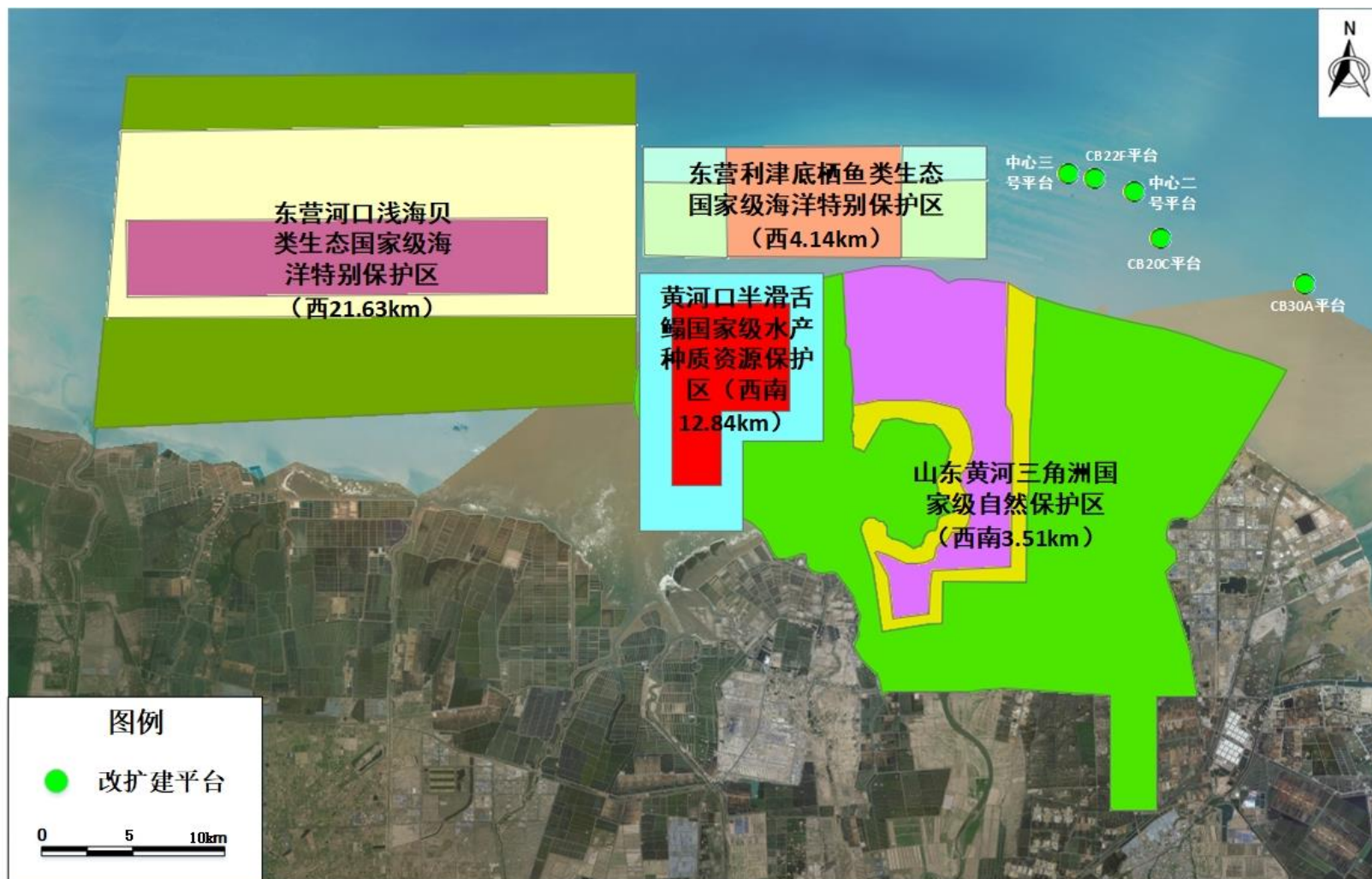


图 3.1-2 工程周边敏感目标分布图

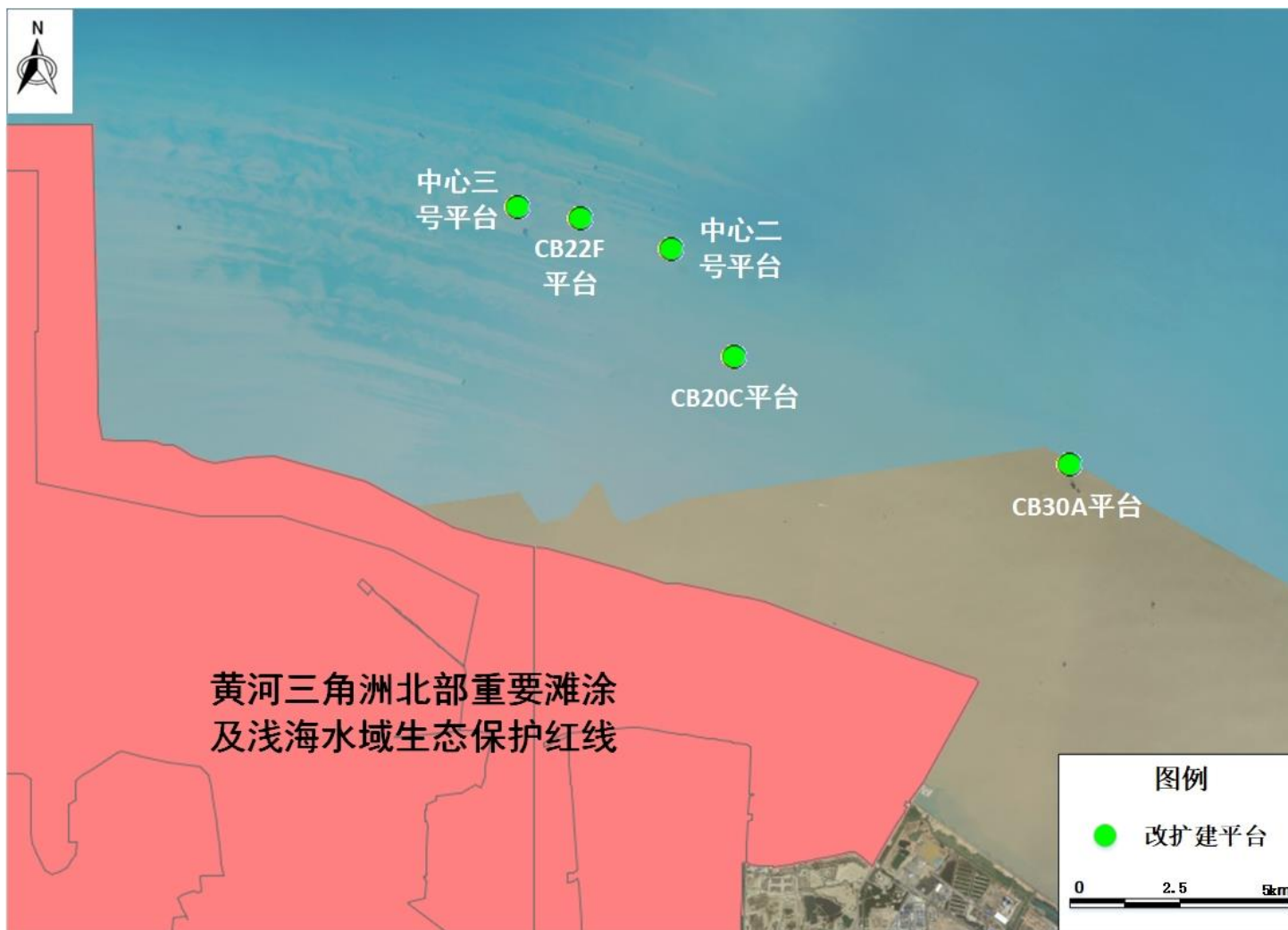


图 3.1-3 工程周边生态保护红线分布图

3.1.2 项目环评及建设情况介绍

(1) 2021 年 1 月海洋采油厂委托胜利油田检测评价研究有限公司对埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程编制环境影响评价文件,2022 年 2 月上报生态环境部;

(2) 2022 年 5 月 10 日取得生态环境部《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程环境影响报告书的批复》(批复文号为环审[2022]52 号);

(3) 本项目采取分期验收的形式,2022 年 7 月 8 日,本项目一期工程开工建设;2025 年 3 月 15 日,一期工程建设完成;实际建设内容与环境影响评价及批复内容相比,不构成“重大变动”;

(4) 2025 年 3 月 15 日中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂在中国石化胜利油田网站(<http://slof.sinopec.com/slof/csr/>)对该工程的竣工日期进行了网上公示;2025 年 3 月 16 日对该工程的调试起止日期进行了网上公示,调试日期为 2025 年 3 月 16 日~2025 年 9 月 15 日;

(5) 2025 年 3 月山东蓝普检测技术有限公司进行了现场勘察和资料收集工作;2025 年 3 月 19 日~3 月 22 日开展了本期项目现场采样和监测工作;2025 年 6 月,山东蓝普检测技术有限公司完成了本项目环保设施竣工验收监测报告的编制工作。

3.1.3 油田环保设施初步设计及运行情况

依据《中华人民共和国环境保护法》(2015 年 1 月 1 日)及《中华人民共和国海洋环境保护法》(2024 年 1 月 1 日)的相关要求,建设项目中防治污染的设施,必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。该项目在建设过程中严格落实了环境保护设施的配备及相关的环境保护管理制度的建立,做到了环境保护设施建设与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

3.1.4 工程概况

本次验收工程内容为埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程第一期项目,第一期项目包括中心二号平台新建分离器、更新加药装置、更新改造水力旋流分离器等,实现油气工艺和采出水处理系统的改造;中心三号平台新增分离器、气浮装置、更换撇油器等,实现油气工艺和采出水工艺的改造;CB20C 平台新建高效分水橇块及高效水处理橇块等,实现平台的就地分水、水处

理等；CB22F 平台开展三次采油改造，新增配注设备及配套设施等；新建 CB30A 扩井口平台，新钻 1 口油井（CB30A-9）。第一期项目现已全部建设完成。

第一期项目涉及的平台设施及坐标见表 3.1-1。本工程设施示意图见图 3.1-4。

表 3.1-1 工程涉及平台设施及坐标一览表

序号	平台		建设完成时间	目前使用状态	坐标	
	平台名称	平台设施			经度	纬度
1	中心二号平台	油气工艺部分:新建 1 座两相分离器,新建 40m ³ 化学药剂储罐 1 座,新建 6m ³ 沉砂罐 1 座,更新加药装置 3 套,改造后平台来液处理能力达到 24000m ³ /d; 采出水处理部分:旋流+过滤工艺提升改造,对水力旋流分离器进行更新改造,内部更换和增加了旋流管,提高了采出水处理能力;改造后采出水的处理能力达到 14880m ³ /d	2022 年 10 月 20 日	在用	118° 49' 41.00"	38° 14' 09.00"
2	中心三号平台	油气工艺部分:新建 2 台分离器,新建 1 台双螺杆泵,新建 1 座燃料气洗涤器橇,可实现含水 40%外输,采出液处理能力达到 45000m ³ /d;采出水处理部分:新增 1 套 DNF 气浮装置,更换 2 座撇油器,改造后采出水的最大处理能力达到 36000m ³ /d	2025 年 3 月 15 日	在用	118° 47' 24.36"	38° 14' 34.44"
3	CB20C 平台	CB20C 平台开展就地分水及回注改造,新建高效分水橇块、高效水处理橇块、高效注水泵橇块和收油橇块	2024 年 3 月 22 日	在用	118° 50' 37.32"	38° 12' 51.84"
4	CB22F 平台	CB22F 平台开展三次采油先导实验,采用吨袋密闭投料方式,新建配注设备及配套设施等,包括表活剂罐、投料间、减压及料仓橇块、分散及电控橇块、空压制氮橇块、熟化罐橇块、喂入泵橇块、增压泵橇块、注聚泵橇块、低剪切调配阀组	2022 年 11 月 30 日	在用	118° 48' 20.87"	38° 14' 27.45"
5	CB30A 扩井口平台	新建 CB30A 扩井口平台,新钻 1 口油井 (CB30A-9)	2024 年 8 月 1 日	CB30A 扩井口平台在用, CB30A-9 井经	118° 55' 34.00"	38° 11' 37.00"

				试抽后不具备原油 生产能力，试运行 后处于停井状态		
--	--	--	--	---------------------------------	--	--

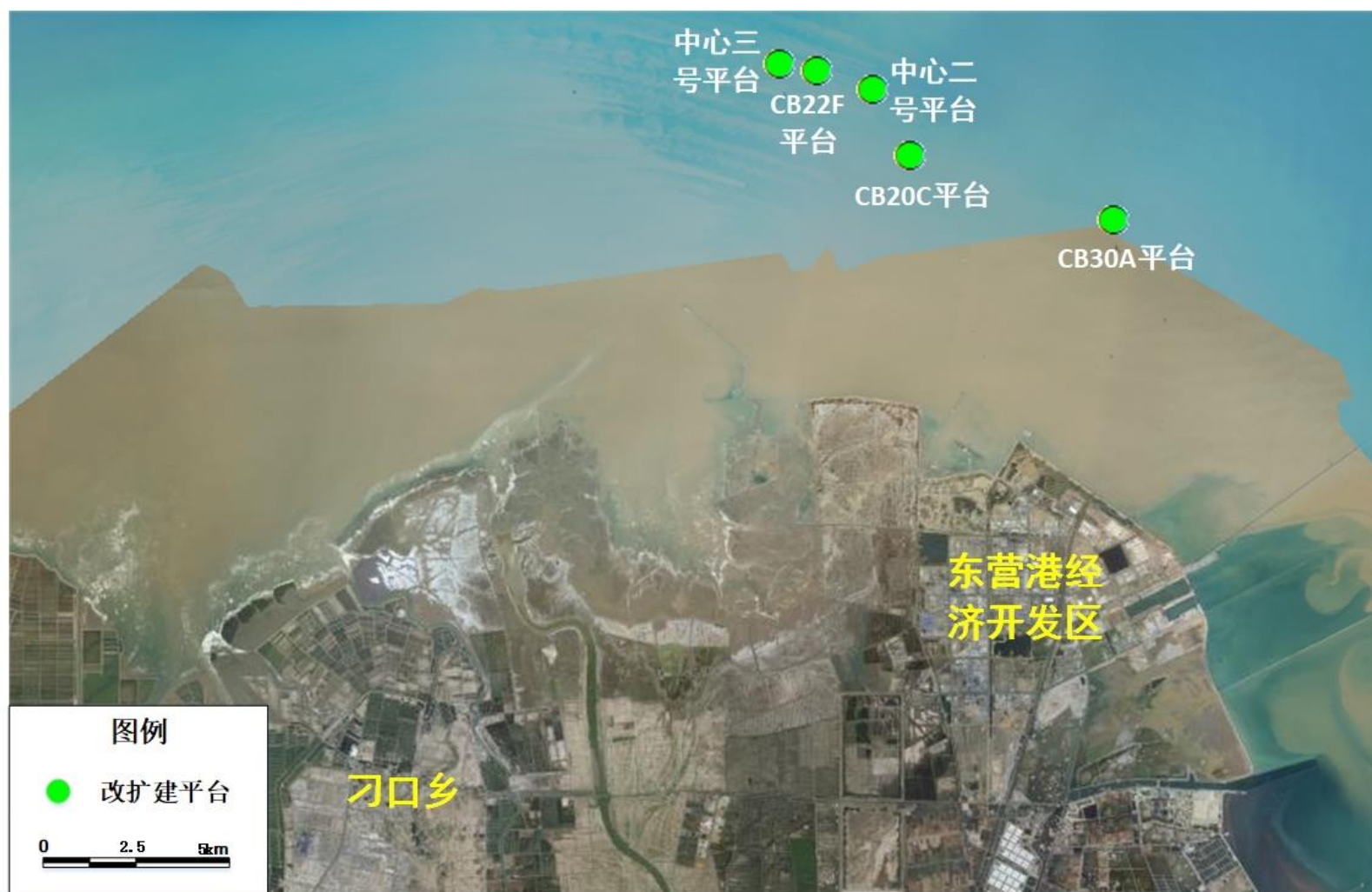


图 3.1-4 工程总体布局图

3.1.5 工程环境保护投入

环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T 10047-2019），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其投资按 100%列入环境保护投资。生产需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 20%~50%比例列入环境保护投资。生态补偿预备费按 100%列入环境保护投资。

根据统计，该工程环境保护投资费用列于表 3.1-2。

表 3.1-2 环境保护投资表

环保设施	投资（万元）	折合比率（%）	折合后环保投资（万元）
采出水处理系统（中心二号平台水力旋流器改造、中心三号平台新建气浮装置及更换撇油器、CB20C 平台新建高效水处理撬块）	1025.77	100	1025.77
钻井固废等处理（CB30A-9）	45.55	100	45.55
阴极保护（CB30A 扩井口平台）	29.00	50	14.50
溢油应急设备（CB30A 扩井口平台围油槽）	2.00	100	2.00
施工期船舶污染物及工业垃圾处置	63.20	100	63.20
环保费用总计			1151.02

3.2 项目工程设施与生产工艺

3.2.1 中心二号平台

中心二号平台原设计采出液处理能力 13000m³/d，天然气处理能力 230000m³/d，采出水处理能力 10000m³/d。为满足工艺系统能力提升的要求，新增部分工艺设施，同时对平台部分现有设施进行改造。改造后采出液处理能力达到 24000m³/d；采出水的最大处理能力达到 14880m³/d。

（1）油气工艺部分

新建 1 座两相分离器，新建 40m³ 化学药剂储罐 1 座，更新加药装置 3 套，改造后平台采出液处理能力达到 24000m³/d。



图 3.2-1 中心二号平台油气工艺流程

（2）采出水处理部分

旋流+过滤工艺和气浮工艺流程不做调整，主要对水力旋流分离器进行更新改造，改造后采出水的处理能力达到 14880m³/d。工艺流程如下：

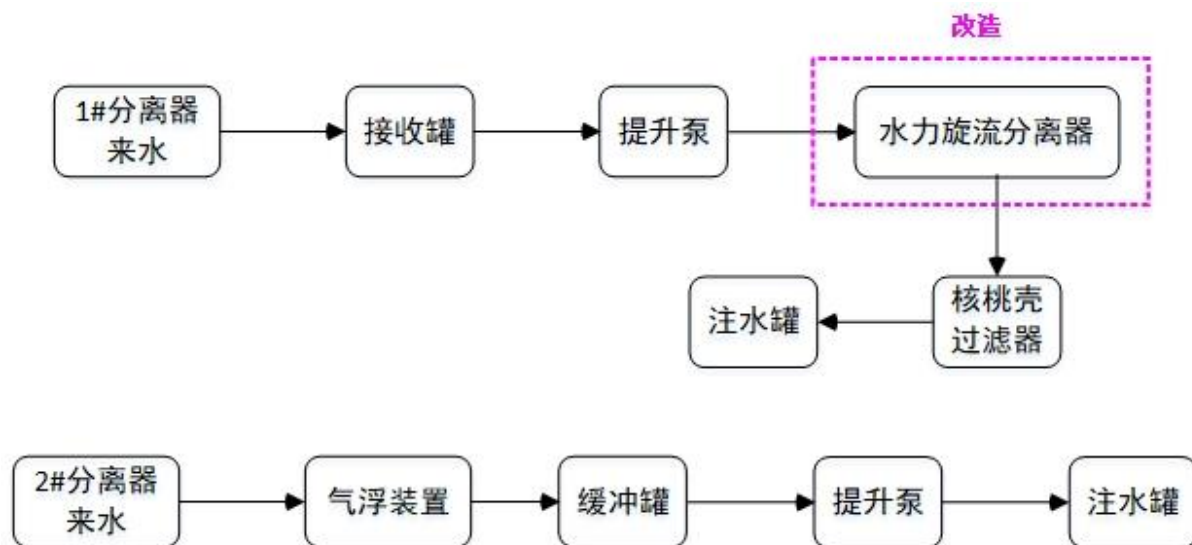


图 3.2-2 中心二号平台采出水处理改造后工艺流程

表 3.2-1 中心二号平台实际改造主要工程量

序号	名称	型号规格	单位	数量	建设情况
一、油气工艺部分					
1	两相分离器	Φ4000×16112mm	座	1	已建设
2	药剂储罐	40m ³	座	1	已建设
3	沉砂罐	6m ³	座	1	已建设
4	加药装置	6m ³ +6m ³ +3m ³	套	3	已更新
二、旋流+过滤工艺提升改造方案					
1	提升泵（立式离心泵）	140m ³ /h 100m 75kW 船用防爆 变频电机	台	/	未建设
2	水力旋流器	水力旋流分离器内部更换和增加了 旋流管 300 根	台	4	已建设
3	管网流程改造	/	套	/	未建设
三、气浮工艺提升改造方案					
1	外输泵（卧式多级离心泵）	（120～240）m ³ /h，（67～52）m 55kW 船用防爆 变频电机	台	/	未建设

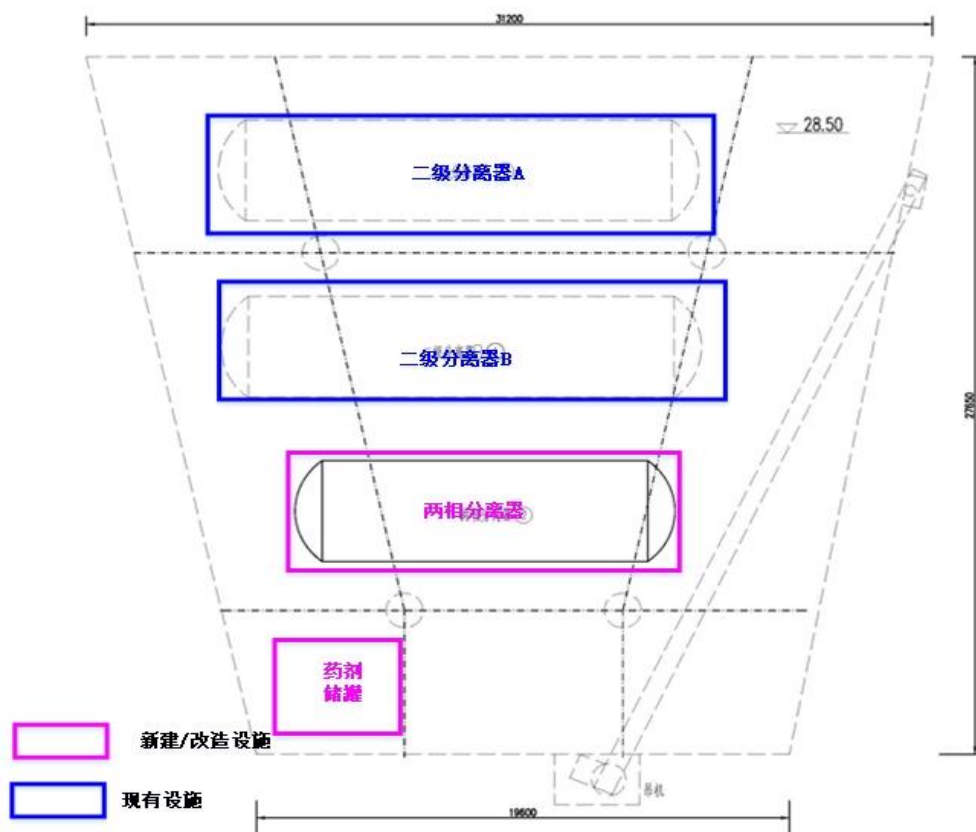


图 3.2-3 中心二号顶层甲板改造平面布置图

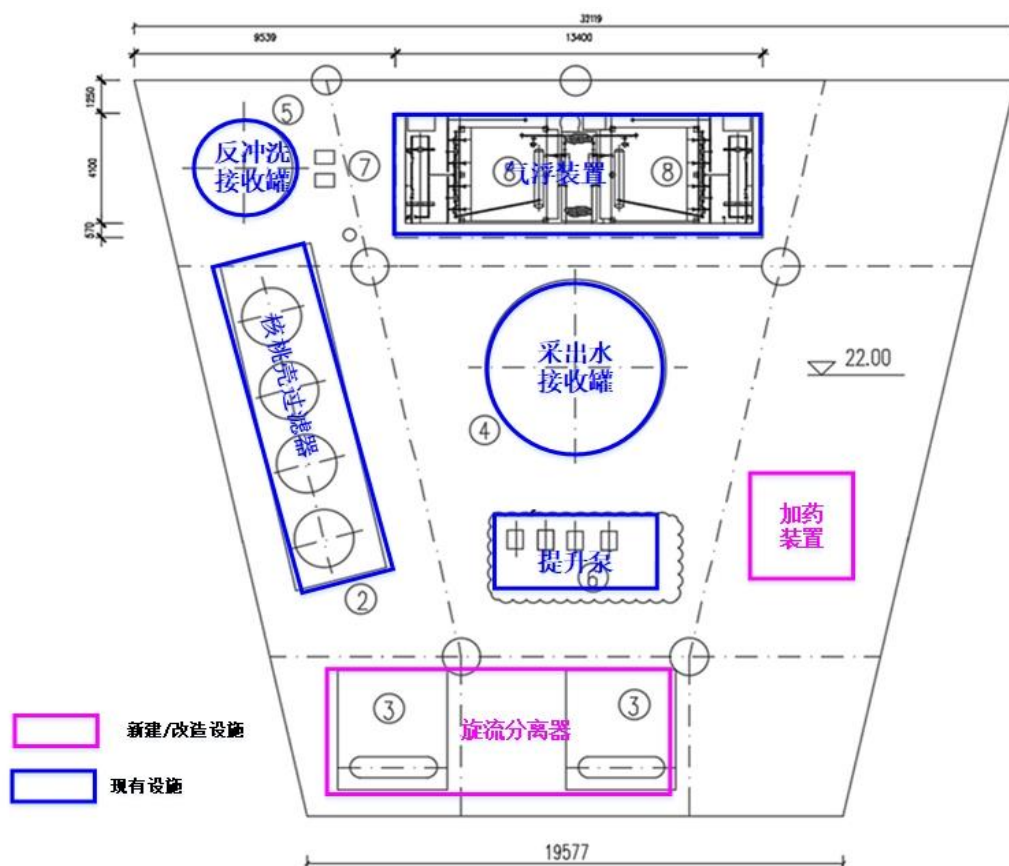


图 3.2-4 中心二号中层甲板改造平面布置图

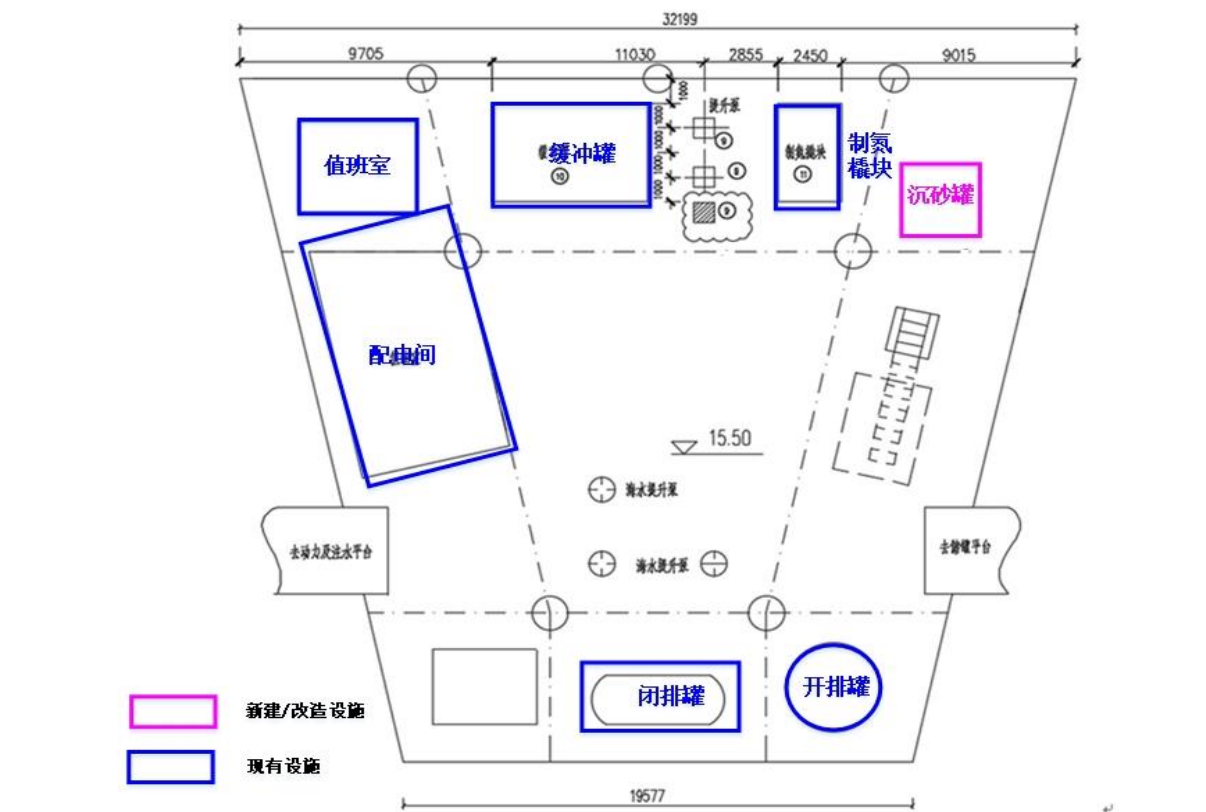


图 3.2-5 中心二号底层甲板改造平面布置图



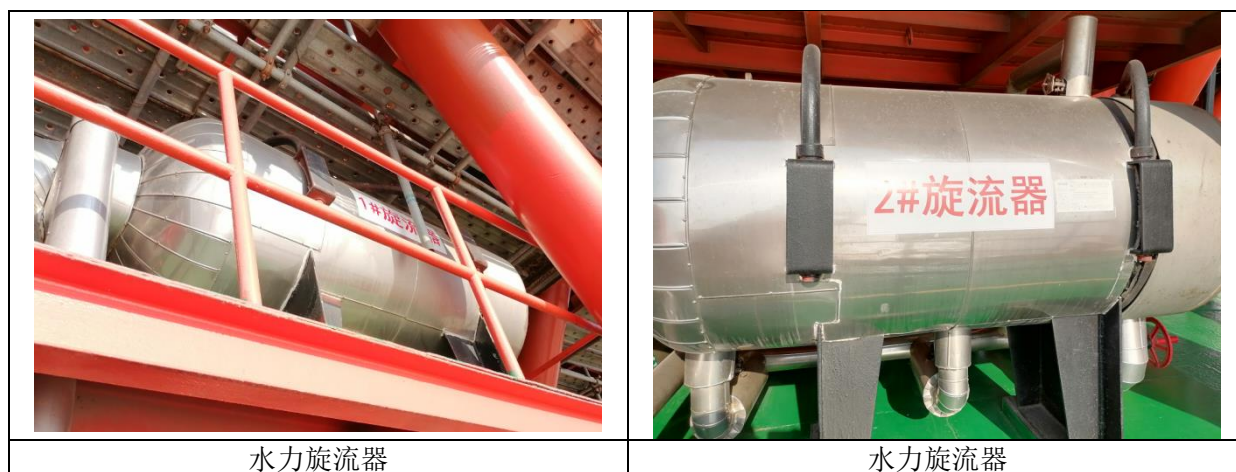


图 3.2-6 中心二号平台改造设施照片

3.2.2 中心三号平台

中心三号平台原有设计采出液处理能力 $40000\text{m}^3/\text{d}$ ，天然气处理能力 $150000\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理能力 $20000\text{m}^3/\text{d}$ 。为满足工艺系统能力提升的要求，新增部分工艺设施，同时对平台部分现有设施进行改造。

(1) 油气工艺部分：新建 2 台分离器，新建 1 台双螺杆泵，新建 1 座燃料气洗涤器橇，可实现含水 40% 外输，采出液处理能力达到 $45000\text{m}^3/\text{d}$ 。



图 3.2-7 中心三号平台油气工艺流程

(2) 采出水处理部分：采出水处理工艺仍采用“撇油器+气浮”工艺，新增 1 套 DNF 气浮装置，更换 2 座撇油器；改造后采出水的最大处理能力达到 $36000\text{m}^3/\text{d}$ 。改造后工艺流程如下：

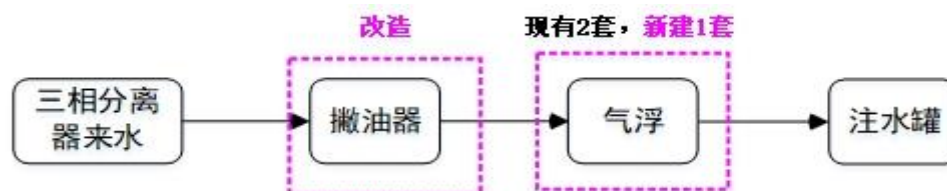


图 3.2-8 中心三号平台采出水处理系统

表 3.2-2 油气工艺及采出水处理部分主要工程量

序号	名称	型号规格	单位	数量	建设情况
----	----	------	----	----	------

序号	名称	型号规格	单位	数量	建设情况
一、油气工艺部分					
1	三相分离器	将分离器内部堰板高度从 3.5m 降至 2.6m	台	/	未建设
2	聚结三相分离器橇块	设计压力: 0.75MPa; 设计温度: 85℃	座	2	已建设
3	双螺杆泵	额定流量: 250m ³ /h, H=2~4MPa 电机功率 355kW, 380V	台	1	已建设
4	管网流程改造		套	1	已建设
5	燃料气洗涤器橇	设计压力: 0.70MPaG; 设计温度: 85℃	座	1	已建设
二、采出水处理部分					
1	撇油器	Φ8.24m H=9.3m	座	2	已建设
2	气浮装置	Q=600m ³ /h	座	1	已建设
3	污泥污水泵	Q=100m ³ /h 2.5MPa	套	2	未建设
4	管网流程		套	1	已建设
5	拆除已有撇油器	Φ8.24m H=9.3m	座	2	已拆除

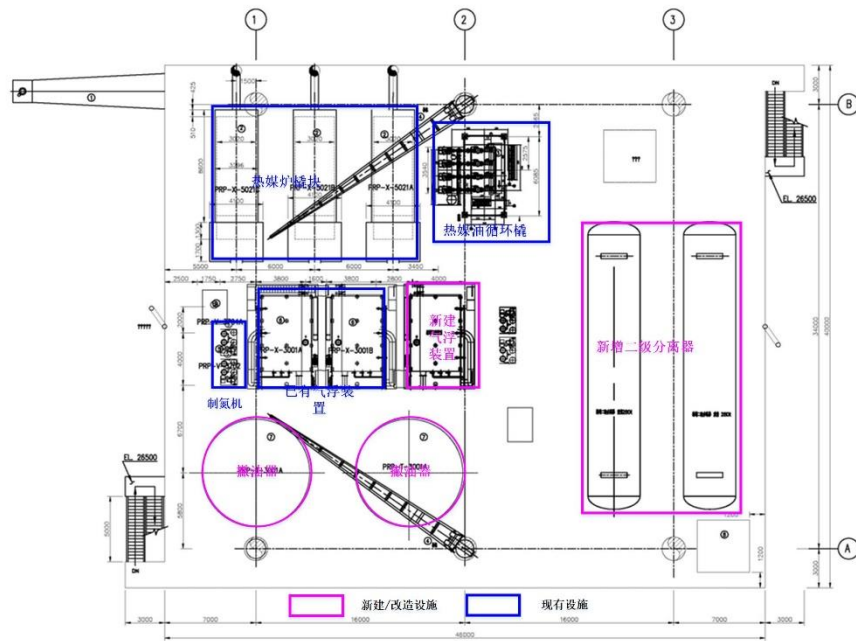


图 3.2-9 中心三号顶层改造平面布置图

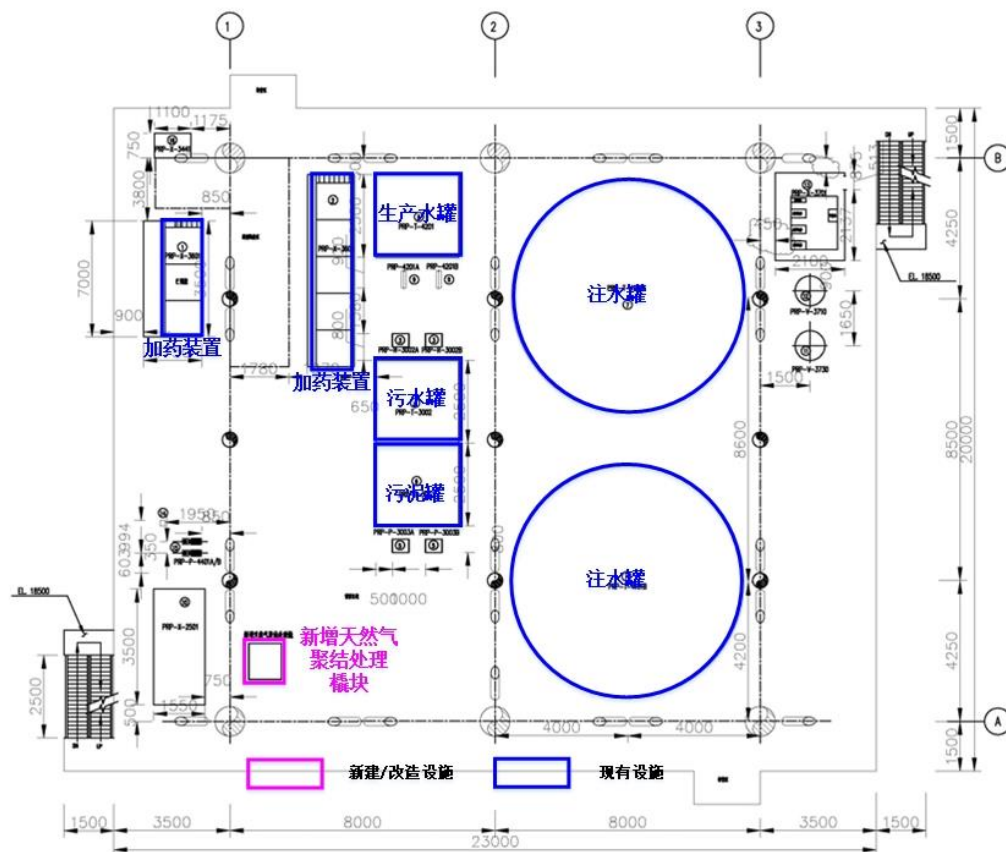


图 3.2-10 中心三号中层改造平面布置图

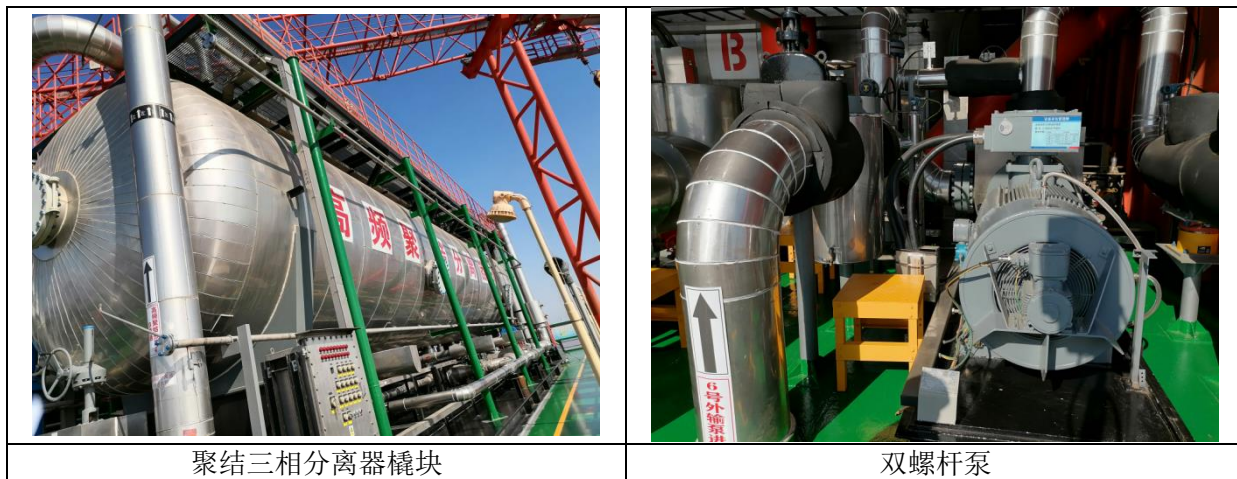




图 3.2-11 中心三号平台改造设施照片

3.2.3 CB20C 平台

CB20C 平台原来无分水、水处理及回注能力，为了缓解中心平台及集输系统压力，本次按照“就地处理、就地回注”的原则，在 CB20C 平台开展就地分水及回注改造，为海上油田高效开发提供解决方案。井口平台产液通过生产汇管直接进入高效分离橇块，分离出来的采出水依次进入高效水处理及注水泵橇块，分离出来的油气混合液通过已建海管直接外输。

(1) 油气工艺部分

新建高频聚结分水装置，来液直接进入高频聚结分水装置。该装置来液最大处理能力 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，处理时间约 15min，橇块尺寸 $9.0\times 4.0\times 5.5\text{m}$ 。

该装置设计压力 4.0MPa，CB20C 操作压力 0.9MPa，装置压降 $<0.1\text{MPa}$ 。

(2) 采出水处理及注水工艺部分

新建 1 套高效水处理橇块，同时为了充分节约占地面积，其中紧凑型密闭气浮装置将处理与注水缓冲功能优化集成，实现采出水处理与注水系统全流程密闭。该装置设计

处理规模 2300m³/d，总停留时间约 30min，橇块尺寸 9.0×4.0×5.5m。

该装置设计压力 90kPa，实际运行压力<30kPa。

受平台空间制约，只设置一台 150m³/h 的注水泵，无备用泵。

(3) 收油橇块

气浮装置收油约 2m³/h~3m³/h，新建污油罐 1 座，尺寸 2m×2m×2m，新建收油泵 2 台（1 用 1 备），泵与罐液位连锁运行。

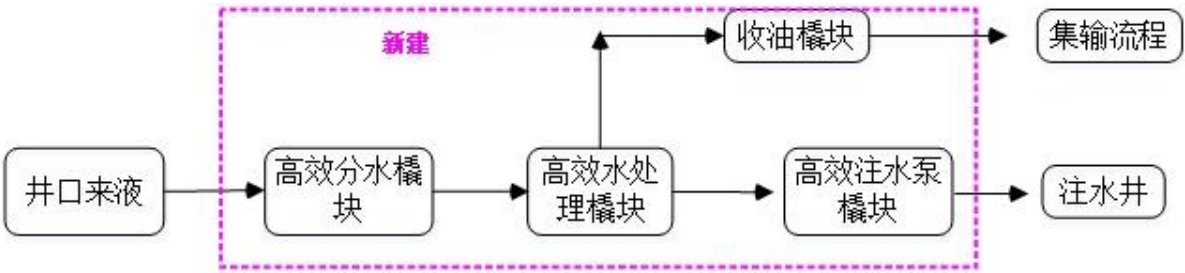


图 3.2-12 CB20C 平台工艺流程

表 3.2-3 CB20C 平台改造的主要工程量

序号	名称	型号规格	单位	数量	建设情况
一、高效分水橇块					
1	高频聚结分水装置	4WX9LX6H, 45T	套	1	已建设
2	加药泵	RH014ZO28X9MDY	台	2	已建设
3	加药罐	0.7m ³	座	2	已建设
4	配管成橇部分	/	套	1	已建设
5	自控仪表阀门部分	/	套	1	已建设
二、高效水处理橇块					
1	紧凑型密闭气浮装置	Φ3.0m, L8.78m	套	1	已建设
2	溶气泵	Q=30m ³ /h~40m ³ /h, H=50m~60m	台	2	已建设
3	溶气罐	Φ0.6m×1.8m	台	1	已建设
4	药剂罐	L×B×H=1.0m×0.7m×1.5m	座	2	已建设
5	加药泵	Q=20L/h, H=100m	台	4	已建设
6	配管成橇部分	/	套	1	已建设
7	配电及控制系统	/	套	1	已建设
三、高效注水泵橇块					
1	注水泵机组	离心泵 Q=95m ³ /h H=1350m	套	1	已建设
2	自控部分	/	套	1	已建设
四、收油橇块					
1	收油罐	L×B×H=2m×2m×2m	座	1	已建设
2	收油泵	Q=8m ³ /h, H=170m, N=7.5kW	台	2	已建设
3	配管成橇部分	/	套	1	已建设
4	配电及控制部分	/	套	1	已建设

就地分水及回注橇块均布置在 CB20C 平台的底层甲板注聚预留区，现有空间能够满足橇块安装要求。



图 3.2-13 CB20C 平台平面布置

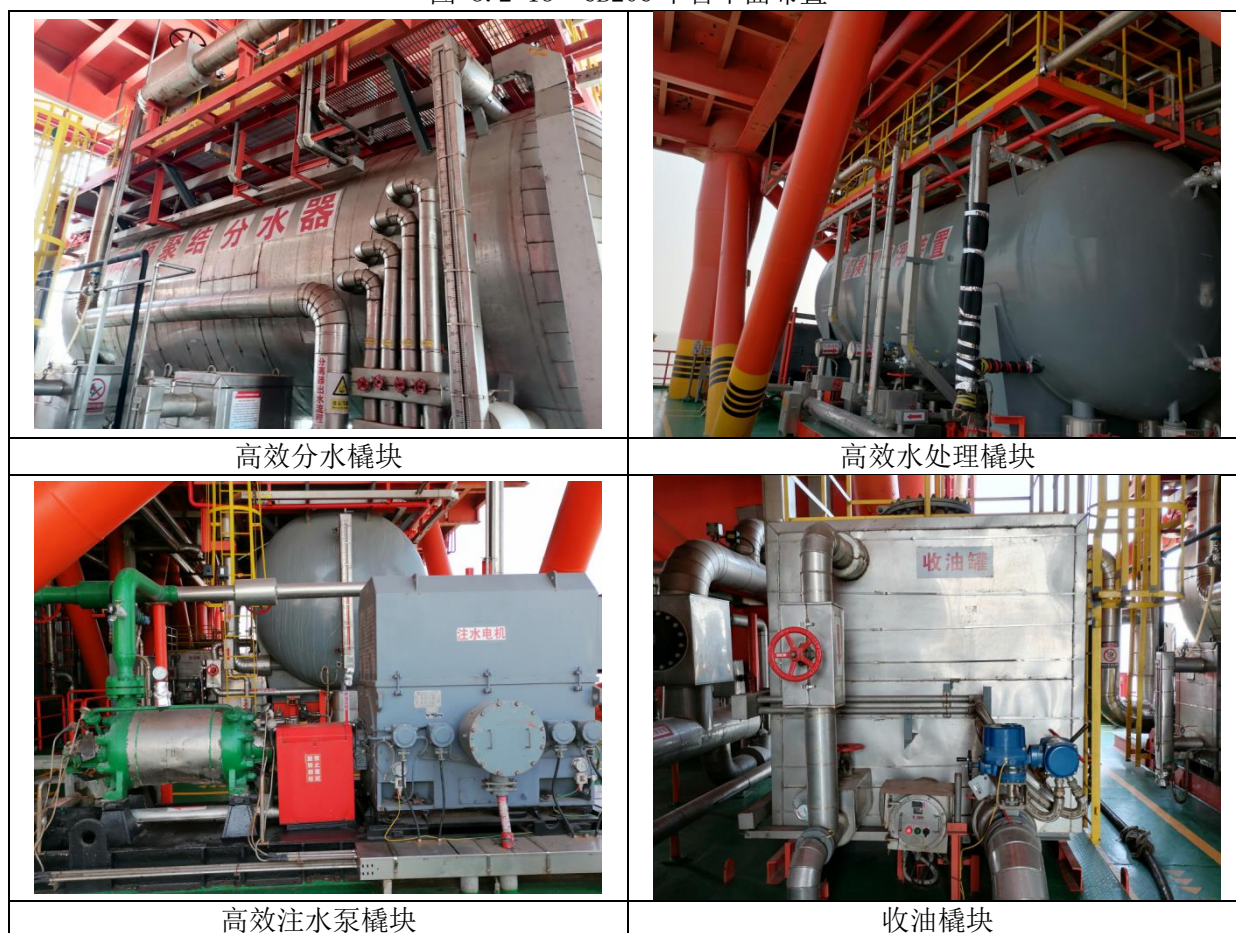


图 3.2-14 CB20C 平台改造设施照片

3. 2. 4 CB22F 平台

考虑总体规划实施需要，根据油藏关于配注方式的论证结论及三次采油先导性试验结果，CB22F 平台采用海上采出水密闭配制稀释的总体思路，采用船运吨袋干粉、平台上吨袋密闭投料、采出水密闭配液、采出水稀释、一泵多井注入的工艺，CB22F 平台新增三次采油配注设备及配套设施、配套电气、自控、通信等。

CB22F 平台改造后配注工艺流程如下：聚合物干粉采用吨包袋方式供货至码头，活性剂用罐车拉运至码头，泵送至运输船上，然后船运至平台，利用平台上的吊机倒运到平台上。平台顶层甲板上新建加料间，用于吨袋干粉的存储和投加，加料间内设吊车、密闭投料装置。投料装置底舱内的干粉经螺杆提升至分散装置的料仓内。干粉与减压后的采出水经分散橇块溶解后进入熟化罐内进行分级熟化，通过提升泵连续供液给注聚泵，注聚泵出口高压母液与增压后的采出水混合稀释至目的液浓度，经低剪切调配阀组控制单井注入量，最后经单井管线供至井口注入地下。

配注水源来自平台已建的高压注水管网，目前干压 12MPa 左右，一部分水经减压橇块降压后供给分散装置，另一部分水经增压泵升压后用于稀释聚合物母液至目的液浓度。

为避免溶解氧对聚合物黏度的影响，采取氮气密闭隔氧措施：密闭环节为分散装置下料部分、母液熟化罐。制氮橇块带空压机、制氮机、储气罐等，氮气纯度 99.9%。

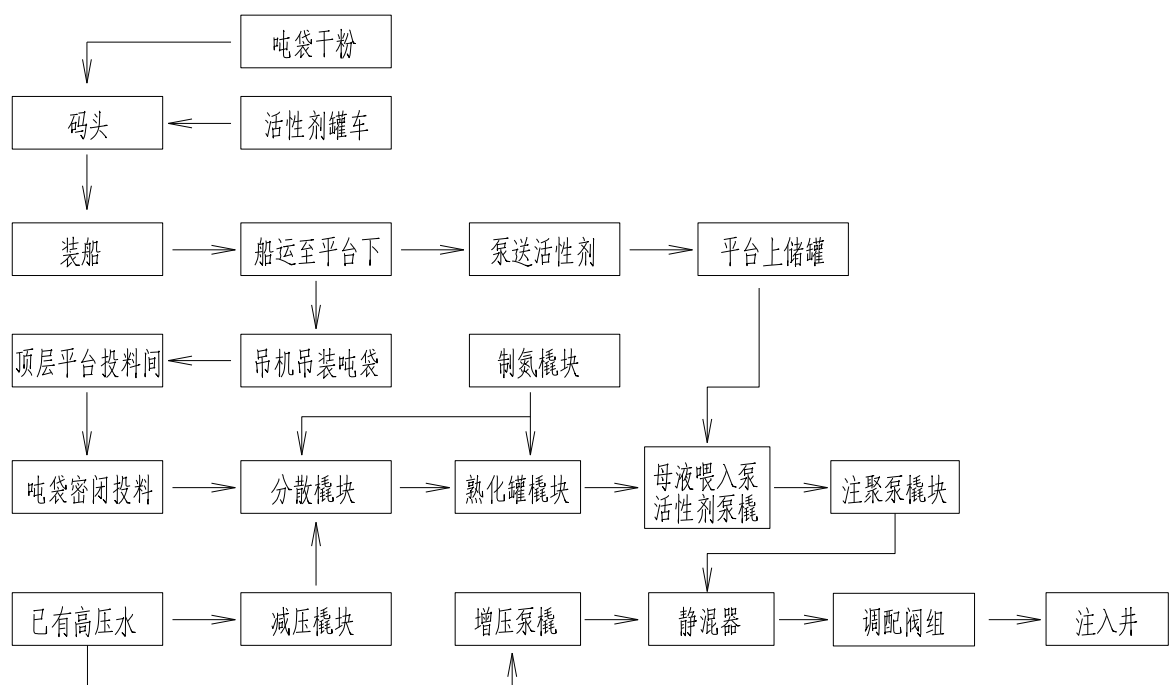


图 3. 2-15 CB22F 平台配注的工艺流程图

本次注聚液的主要成分为 0.3%的聚丙烯酰胺、0.2%石油磺酸盐、0.2%表面活性剂。CB22F 平台生产消耗如表 3. 2-4 所示。

表 3.2-4 CB22F 平台生产消耗一览表

配注量	约 4800m ³ /d	配注井口数	22 口
聚合物母液浓度	约 15000mg/L	聚合物注入浓度	2200~3000mg/L
表活剂注入浓度	3000~4000mg/L	系统压力	约 16MPa
聚合物干粉用量	约 4800t/a	石油磺酸盐	约 3200t/a
表面活性剂	约 3200t/a	/	/

表 3.2-5 CB22F 平台的主要工程量一览表

序号	设备名称	规格/参数	数量 (座/套)	建设 情况
1	表活剂罐	150m ³	1	已建设
2	投料间	投料装置、吊车等主尺寸为 20.7m×9.0m	1	
3	减压/料仓撬块		1	
	采出水减压部分	35m ³ /h, 进口：9MPa~14MPa, 出口：0.5MPa	1	
4	分散/电控撬块		1	
	高效分散单元	分散能力 600kg/h	1	
	电控单元	配电、PLC、UPS 等	1	
5	空压制氮撬块		1	已建设
	空压制氮部分	仪表分及制氮, 氮气 99.9%, 40Nm ³ /h, 0.7MPa	1	
6	熟化罐撬块	40m ³ , 分四格, 带搅拌器, 熟化 45min	1	
7	喂入泵撬块	喂入泵 35m ³ /h 0.4MPa 活性剂泵 1m ³ /h 0.4MPa	1	
8	增压泵撬块	140m ³ /h △P=3MPa	2	
9	注聚泵撬块	20m ³ /h 14MPa	3	
10	低剪切调配阀组	16MPa DN50 (7 座)	44	

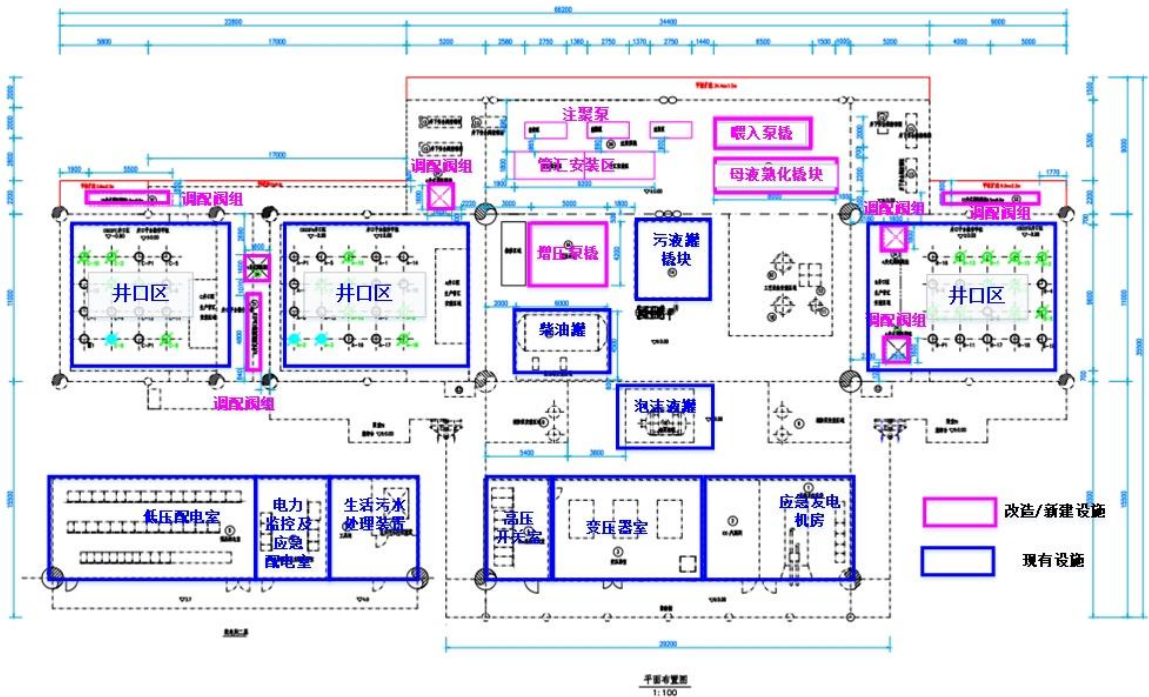


图 3.2-16 CB22F 平台底层平面布置图

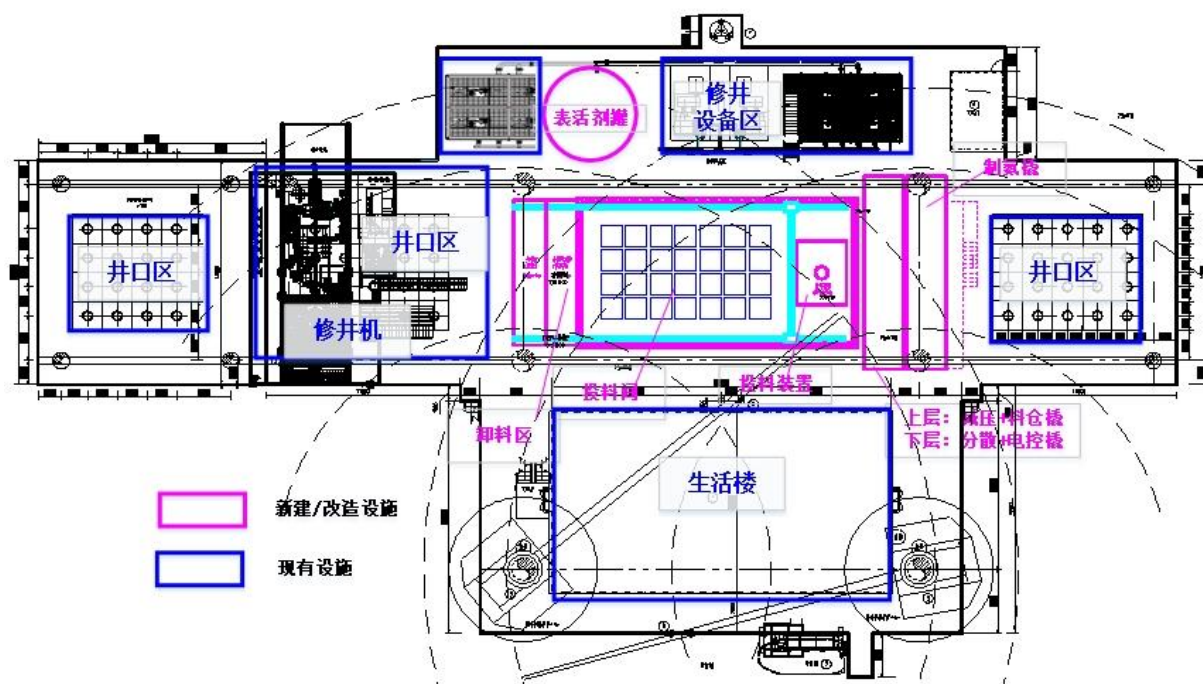


图 3.2-17 CB22F 平台顶层平面布置图

目前埕岛油田最上部馆陶组油藏深度在 1650m 左右，破裂压力 30.5MPa 左右，破裂压力的 85% 为 26MPa，对应的井口最大许用注入压力 12.5MPa 左右。目前现场实际的管网运行干线压力 10MP 左右，小于许用压力。CB22F 的注入压力和常规的注水压力基本一致，不超过地层破裂压力的 85%，并且油水井对应关系较好，正常情况下不会形成“只注不采”异常高压情况。





减压撬块



高效分散单元



空压制氮撬块



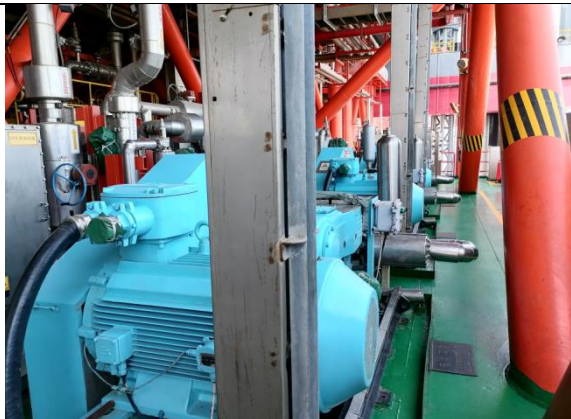
熟化罐撬块



喂入泵撬块



增压泵撬块



注聚泵撬块	低剪切调配阀组
-------	---------

图 3.2-18 CB22F 平台改造设施照片

3.2.5 CB30A 扩井口平台

(1) 平台结构

CB30A 平台于 2004 年建成投产，为埕岛油田东区的枢纽平台，是一座集油气生产、生活、应急发电、供配电、消防、救生、通讯等于一体的综合性平台，由 1 座井口平台、1 座生产平台及 1 座生活动力平台组成。该平台除能够满足自身油井的生产以外，还具有东区各卫星平台油气外输枢纽的功能。

CB30A 扩井口平台由水下基盘、井口抗冰隔水管、上部平台组成。水下基盘为 9 腿式，成矩形布置，其中 8 根Φ1152×25 水下导管顶标高为-6.0m，底标高为-14.0m。引导管顶标高为 5.0m，底标高为-14.0m，采用Φ1352×25 钢管。导管的管节点处均设加厚段。基盘在标高-7.0m、-13.0m 处设水平拉筋，水平拉进之间设斜拉筋，均采用Φ700×22 钢管。隔水管有两种，定位隔水管采用Φ1200 开口变壁厚钢管桩，入泥 35m 左右。其余 8 根采用Φ900 开口变壁厚钢管桩，入泥 53m 左右。隔水管在标高 7.0m 处设水平拉筋，均采用Φ600×22 钢管。上部平台为单层梁板结构，梁顶标高 10.8m，平台尺寸为 9.75m×9.10m。主梁采用焊接 H 型钢 H400，次梁采用热轧 H 型钢 HM300×200 和 HM200×150，甲板满铺 8mm 厚花纹钢板。甲板上设井口围油槽。

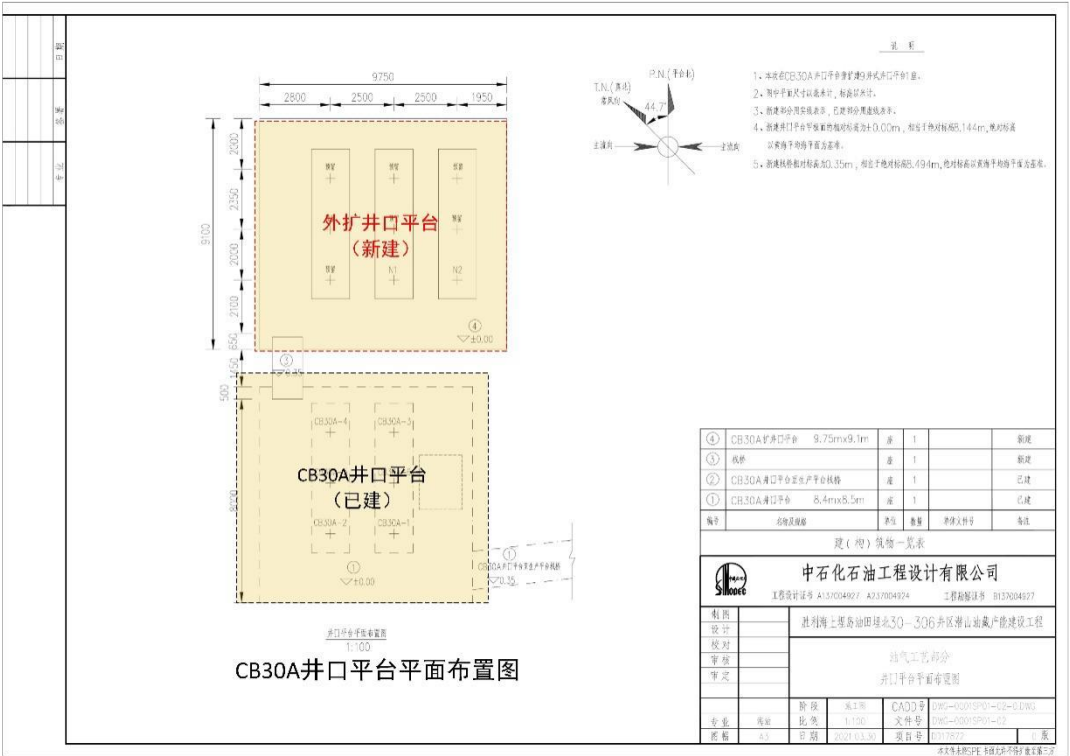


图 3.2-19 CB30A 井口平台平面布置图

（2）井口设计

新建 CB30A 扩井口平台共新钻 1 口油井，预留 8 个井眼。

表 3.2-6 新井统计表

序号	平台名称	新钻井名称	井别	钻井进尺(m)	井型	钻井船	完井方式
1	CB30A 扩井口平台	CB30A-9	油井	3945.00	定向井	新胜利三号	筛管完井
		预留	/	/	/	/	/

（3）平台防腐

CB30A 扩井口平台设施位于海上，腐蚀环境非常恶劣，且本工程钢结构复杂，钢结构位于海泥、海水、大气中，腐蚀环境较复杂，因此海上平台钢结构及甲板外表面采用了低表面处理厚膜型环氧涂料+丙烯酸聚氨酯面漆，导向筒内壁、隔水套管外壁采用喷涂锌丝层+喷涂 AC 铝丝层+液体环氧涂料，下部基础导管架桩腿、横撑、斜撑外表面采用低表面处理厚膜型环氧类涂料+厚膜型耐磨环氧涂料。本工程平台的阴极保护采用技术成熟、施工方便的牺牲阳极阴极保护法。牺牲阳极采用高效铝合金牺牲阳极。根据不同钢结构所需的保护电流量和单块阳极的发生电流量，CB30A 扩井口平台安装了 72 块阳极块，能够满足设计寿命的要求。



图 3.2-20 CB30A 扩井口平台照片

3.3 主要污染物排放情况

3.3.1 施工期污染物排放情况回顾

海上施工阶段产生的污染物主要包括钻完井阶段的钻屑和泥浆、船舶污染物、施工噪声、施工固体废弃物等。

3.3.1.1 钻井固废产生排放情况

根据建设单位提供资料，钻井固废产生情况见表 3.3-1。建设单位在施工阶段使用的钻井泥浆取得了使用许可证。

由统计情况可知，钻完井阶段产生的钻井固废总量为 398.68m³，其中含油钻屑和泥浆为 17.38m³，非含油钻屑和泥浆为 381.30m³。非含油钻屑和泥浆为一般工业固体废物，全部运回陆地交胜利龙玺(山东)石油工程技术服务股份公司接收处理(协议见附件 8)。含油钻屑和泥浆运回陆地交由山东天中环保有限公司（东营危证 21 号）进行处理（协议见附件 9）。

表 3.3-1 钻井固废产生情况一览表

平台	井号	非含油钻屑和泥浆 (m ³)	含油钻屑和泥浆 (m ³)	合计 (m ³)
CB30A 扩井口平台	CB30A-9	381.3	17.38	398.68

3.3.1.2 施工期船舶污染物

海上建设阶段产生的船舶污染源包括机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。根据工程作业期和参与作业的船舶种类和数量，以及相关统计资料，海上建设阶段船舶污染物产生量详见表 3.3-2。

表 3.3-2 施工过程船舶污染物

序号	平台名称	施工船舶数量 (艘)	施工人员 (人/d)	施工天数 (d)	生活污水 (m ³)	生活垃圾产生量 (t)	船舶含油污水产生量 (m ³)
平台施工过程							
1	CB30A 扩井口平台	4	35	30	20.0	1.57	18.0
2	CB22F 平台	1	50	90	7.1	6.75	13.5
3	CB20C 平台	2	16	236	32.0	5.66	70.8
4	中心二号平台	7	12	104	42.0	1.87	109.2
5	中心三号平台	10	28	100	132.0	4.20	18.5
钻完井过程							
1	CB30A 扩井口平台	6	85	60	80.1	7.65	54.0
合计					313.2	27.70	284.0

施工期，生活污水和生活垃圾全部运回陆地，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165号）相关要求，运回陆地交山东海盛海洋工程集团有限公司处理。

3.3.1.3 其他污染物

（1）工业垃圾主要为废弃的零件、边角料、包装材料等。根据统计数据，平台及钻井产生工业垃圾共计约 6.5t。施工期工业垃圾全部运回陆地由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理。

（2）本工程的大气污染主要是施工过程的施工机械和船舶产生的废气，主要污染物为 NO_2 、 SO_2 、 CO 、非甲烷总烃等，此类废气为间歇排放，随着项目施工结束而结束，对工程周边的大气环境影响较小。

（3）本工程施工期间的噪声主要由工作船舶发动机、设备等产生，采取了选用低噪声施工设备等措施，减少施工噪声对周围海洋生物的影响，由于在海上工作远离居民点，其影响较小。

3.3.2 运营期污染物排放情况

3.3.2.1 采出水

本项目新钻 CB30A-9 井经试抽后不具备原油生产能力，试运行后处于停井状态，不新增采出水，各改造平台含油采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后，通过海底管线输至各平台，经由平台上的注水井回注到地层，没有外排。

3.3.2.2 平台工作人员生活污水和生活垃圾

本项目改造平台定员不增加，平台的生活污水经生活污水处理系统处理后进入生产系统后，经生产水处理系统处理后回注地层，没有外排。

根据实际运行统计，生活垃圾主要为食品废弃物及包装物。生活垃圾分类收集后运回陆地，委托中国石化集团胜利石油管理局有限公司机关管理服务中心接收处理。

3.3.2.3 工业垃圾

油田生产阶段会产生一些生产垃圾，如边角料、废含油棉纱、油毡等垃圾、铁质废油漆桶和废机油桶、塑料废机油桶、废铅蓄电池、废润滑油等。各平台实施分类收集，其中危险废物委托山东康明环保有限公司进行处理，验收期间没有产生危险废物；其余

的一般生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理。

3.3.2.4 重金属

新建 CB30A 扩井口平台的导管架主要采用高性能铝合金阳极,即在常规的 Al-Zn-In 系阳极中添加 Mg 等合金元素。铝合金阳极除铝外,重金属主要成分为锌,平台对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极中的重金属溶出,阳极中的锌可能引起沉积物环境和水环境的重金属污染。

3.3.2.5 初期雨水

CB30A 扩井口平台甲板雨水进入开排罐,达到一定液位时,由开排泵将含油污水送至生产系统处理,不排海。

3.3.2.6 噪声

运营期各种机械设备会产生噪声,其中噪声较大的设备如水泵噪声级一般在 85dB (A) 左右。通过选用低噪声设备,并加强设备的维护和保养,噪声影响贡献程度较低,并且由于海上平台远离居民点,其影响可以忽略。

3.4 环境保护设施

本期项目的环保设施主要包括中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台设采出水处理设施;CB30A 扩井口平台周围建设围油槽;平台上设置生产垃圾收集装置等。本期项目的环保设施已建设完成,能够满足本期项目要求。

3.4.1 采出水处理设施

本次验收的平台中,中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台设采出水处理设施,采出水进入采出水处理系统,经处理合格后,通过海底注水管线分注各卫星平台。

(1) 中心二号平台采出水处理系统

中心二号平台采出水处理系统旋流+过滤工艺和气浮工艺流程不做调整,主要对水力旋流分离器进行更新改造,改造后的中心二号平台采出水处理系统设计处理规模 $1.488 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,分离器分离采出水进入污水接收罐,短暂油水沉降处理后经过“旋流除油+过滤”或气浮工序进入注水罐,实现采出水就地回注处理。

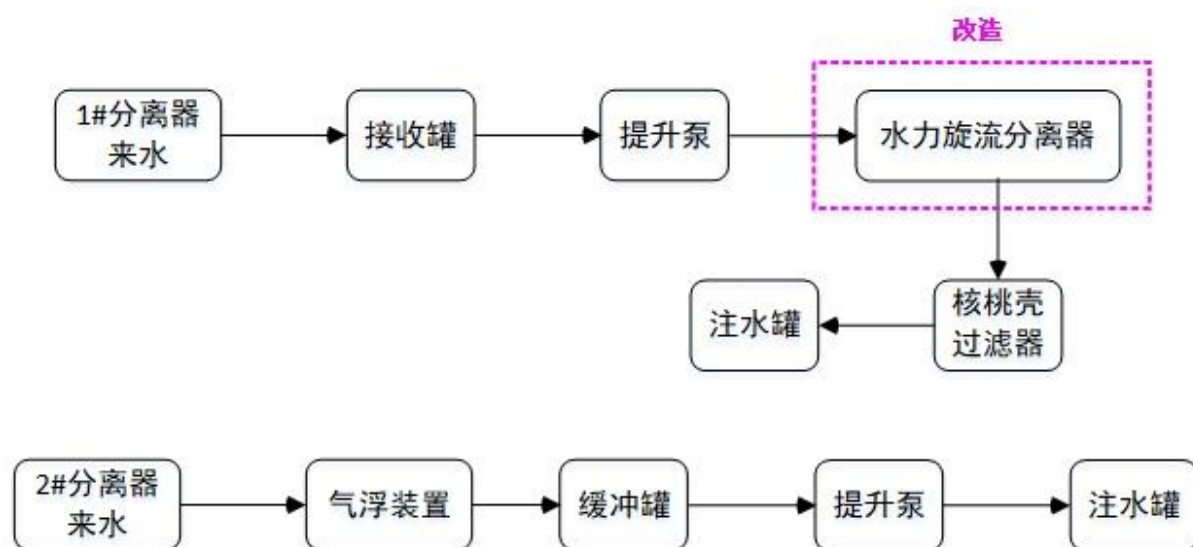


图 3.4-1 中心二号平台采出水处理系统工艺流程

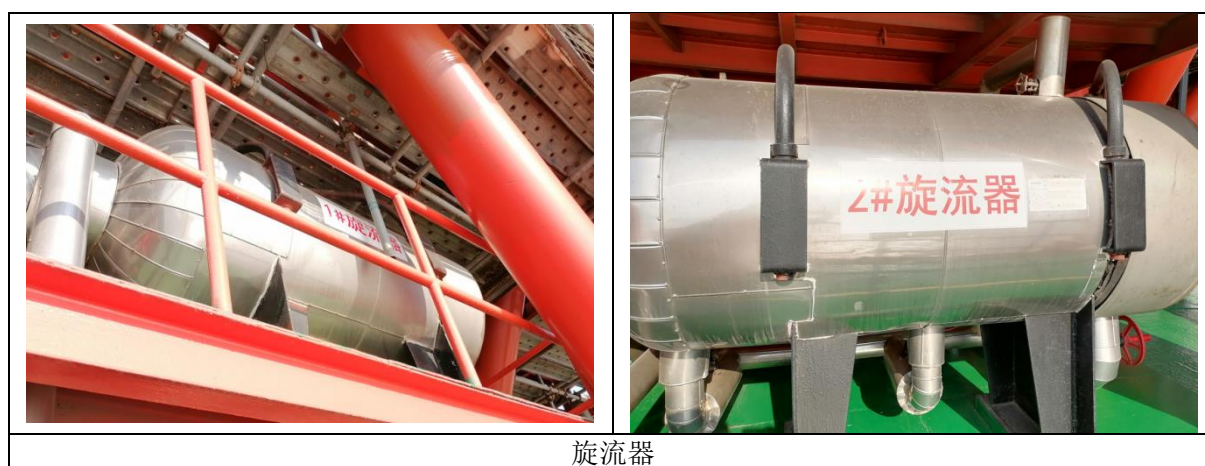


图 3.4-2 中心二号平台采出水处理系统改造现场照片

（2）中心三号平台采出水处理系统

中心三号平台采出水处理系统仍采用“撇油器+气浮”工艺，新增 1 套 DNF 气浮装置，更换 2 座撇油器，改造后处理规模 $3.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采出水处理流程为：采出水首先进入撇油器，在此去除大部分油（主要为 $50 \mu\text{m} \sim 60 \mu\text{m}$ 以上的油粒）和悬浮物，出水投加浮选剂后进入气浮装置，在此去除悬浮物，出水进入气浮装置，进一步除油、除悬浮物，针对本工程的水质，在流程前端和后端投加杀菌剂、缓蚀剂、阻垢剂、脱氧剂等水质稳定剂，在气浮装置前投加混凝剂、絮凝剂，以最终保证水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）注水标准。

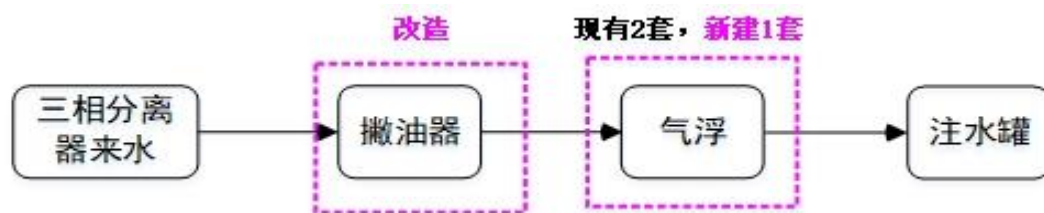


图 3.4-3 中心三号平台采出水处理系统工艺流程



图 3.4-4 中心三号平台采出水处理系统改造现场照片

(3) CB20C 平台采出水处理系统

CB20C 平台新建 1 套高效水处理撬块，同时将紧凑型密闭气浮装置将处理与注水缓冲功能优化集成，实现采出水处理与注水系统全流程密闭，该装置设计处理规模 $2300\text{m}^3/\text{d}$ ，总停留时间约 30min 。气浮装置收油约 $2\text{m}^3/\text{h} \sim 3\text{m}^3/\text{h}$ 。

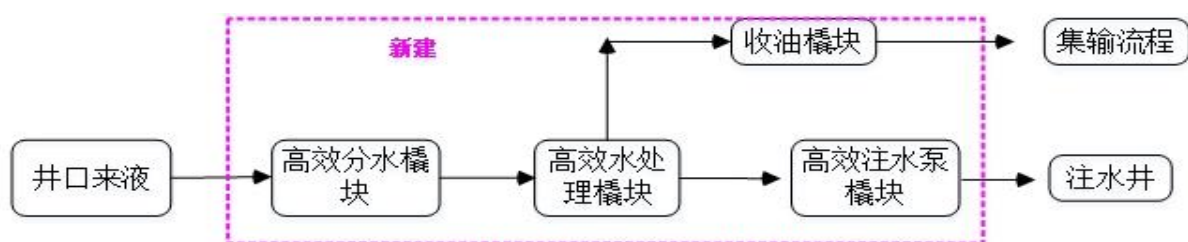


图 3.4-5 CB20C 平台采出水处理系统工艺流程

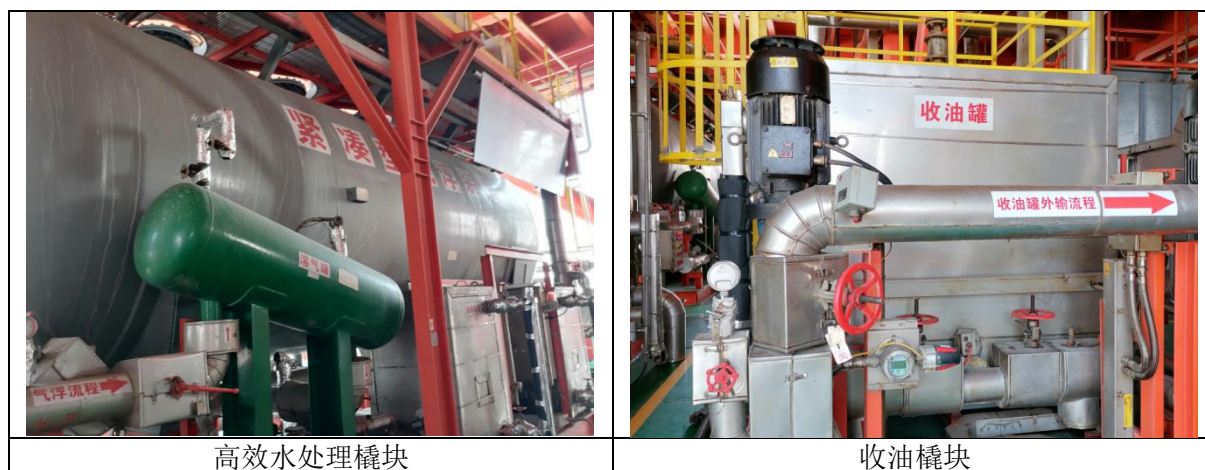
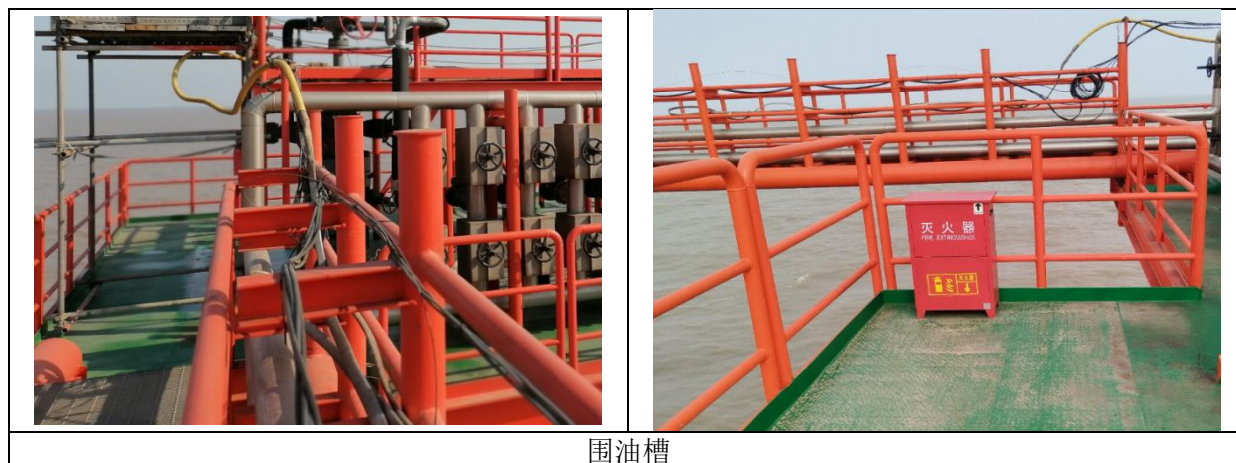


图 3.4-6 CB20C 平台采出水处理系统现场照片

3.4.2 围油槽

为防止井口溢油流入海中, CB30A 扩井口平台周围设有围油槽, 用来收集井口溢油。



围油槽

图 3.4-7 平台围油槽照片

3.4.3 固体废弃物处理

在平台上设置生产垃圾收集装置, 对生产垃圾进行集中收集, 定期运回陆地处理; 在有人值守平台上设置生活垃圾收集装置, 运回陆地委托中国石化集团胜利石油管理局有限公司机关管理服务中心进行处理。固体废物收集装置设置情况见图 3.4-8。



图 3.4-8 平台垃圾箱

3.5 依托工程设施及生产工艺

埕岛油田主体区块各平台生产物流经海底管线输至海上中心平台进行处理。中心一号、中心二号、中心三号平台进行初步分水、处理后，最终由登陆管线输送至海三联进

行处理。在海三联处理后再输往海四联进行进一步沉降处理，处理后的合格原油外输，沉降产生的采出水进入桩西联进行处理合格后回输至海三联与海三联处理合格后的采出水一起回调至海上回注。

各平台的生产物流经中心一号、中心二号、中心三号分离出天然气，其中中心一号平台通过中心一号至海三联海底输气管线进入海三联合站，加压后输送到埕岛天然气预处理站；中心三号平台分离出天然气经海底输气管线输送至中心二号，连同中心二号分离出的天然气压缩后通过海底输气管线进入埕岛天然气预处理站。进入埕岛天然气预处理站的天然气在站内脱水干燥，增压外输至孤岛压气站。

埕岛东部油田多数海上平台的生产物流是利用井口压力通过海底输油管线集输至CB30A平台，由CB30A平台输送至陆上终端海五联合站；少部分生产物流利用井口压力通过海底输油管线集输至陆上终端海五联；海五联只进行油气分离，分离出的天然气一部分送埕岛天然气预处理站，一部分作为海五联燃料。海五联不进行油水分离，上陆油水通过外输管线输送至海三联进行原油处理和采出水处理。脱去部分水的原油经海三联增压外输至海四联进行进一步脱水处理。埕岛油田海上物流集输管网示意图如图 3.5-1 所示。

各平台危险废物运回陆地暂存至海洋采油厂危废暂存处，再委托山东康明环保有限公司进行处理。

本项目依托工程主要包括海三联合站、海四联合站、海五联合站、桩西联合站、埕岛天然气预处理站和海洋采油厂危废暂存处。

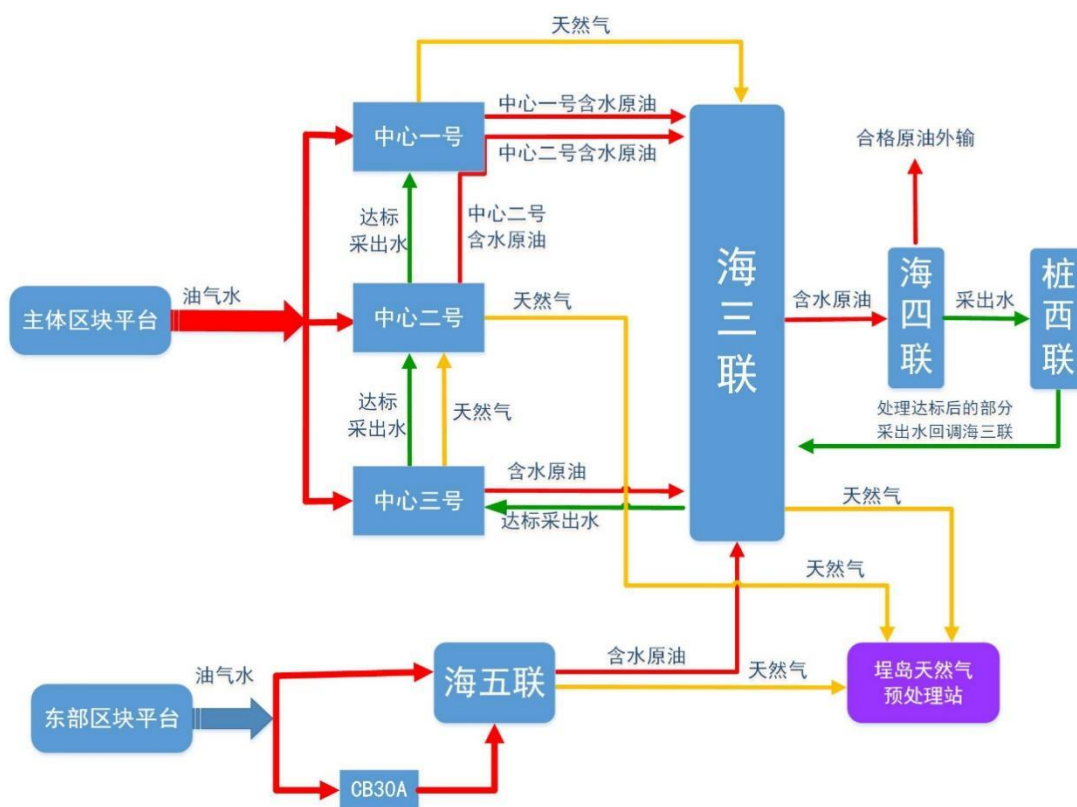


图 3.5-1 埕岛油田海上物流集输管网示意图

3.5.1 依托工程概况

(1) 海三联合站

海三联 1995 年 10 月投产，设计定位为原油接转站，担负着埕岛油田主体区块海上来液（中心一号平台、中心二号平台、中心三号平台）的外输任务，海三联主要工艺流程包括原油处理流程、天然气处理流程、采出水处理流程及其他辅助流程。2002 年新建天然气增压系统，各平台来天然气在站内增压后外输至埕岛天然气预处理站。

2010 年对海三联进行扩建，并将其改造为联合站，增加了采出水处理系统，同时建设了 3 条配套管线。扩建后的海三联设计采出液处理规模 $5.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采出水处理系统设计处理规模为 $34000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

海三联扩建后实现了对海上平台来油的系统处理，处理后原油（含水 $\leq 10\%$ ）增压外输至海四站外输，海三联处理后的达标采出水通过管网送至中心三号平台实现海上注水开发。



图 3.5-2 海三联平面布局图

海三联原油处理流程主要实现对来液的临时储存、三相分离、加热、增压外输功能，处理流程详见图 3.5-3。

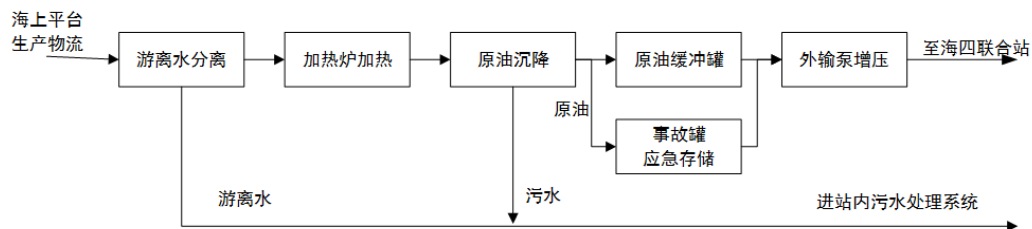


图 3.5-3 海三联原油处理流程图

海三联采出水处理流程为：原油处理系统分离出的采出水进入储油罐除油，出水投加浮选剂后进入气浮装置去除悬浮物，气浮装置出水进入缓冲罐；缓冲罐出水经提升进入全自动双滤料过滤器，进一步除油除悬浮物，最终确保水质达到回注标准；过滤器出水进入外输缓冲罐缓冲，最后经外输泵升压后输往海上注水系统。采出水处理系统工艺流程见图 3.5-4。

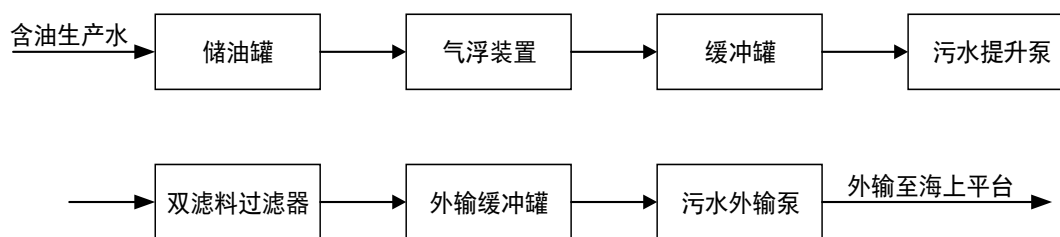


图 3.5-4 海三联采出水处理系统工艺流程图

(2) 海四联合站

海四联合站（简称“海四联”）地理坐标为 $38^{\circ} 0' 16.28''$ ， $118^{\circ} 52' 06.95''$ ，投产于 1997 年 8 月。位于山东省东营市仙河镇以北 8km，海四联担负着胜利海上埕岛油田原油处理任务，目前采用原油重力二级沉降脱水工艺，具有原油脱水、外输等功能，同时安装配备了自动化检测监控系统，处理后的原油输至孤岛首站。海四联设计采出液处理规模 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

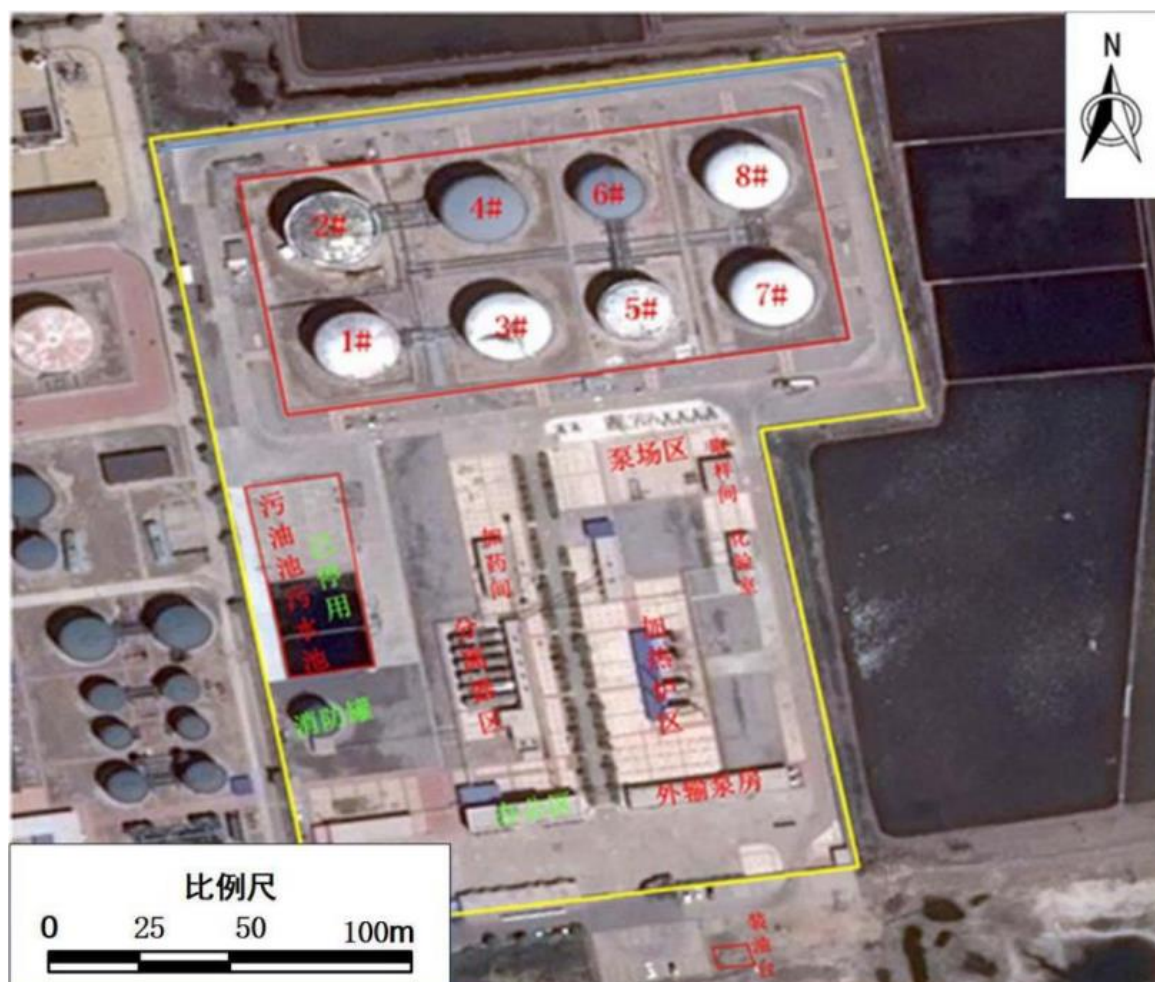


图 3.5-5 海四联合站平面布置图

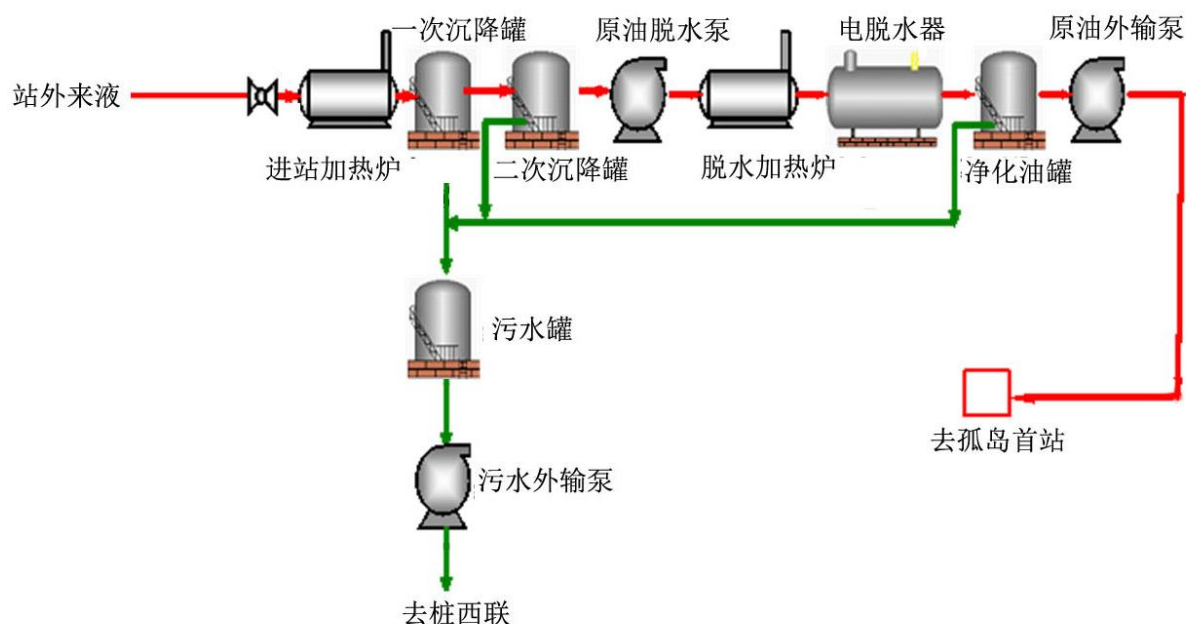


图 3.5-6 原油生产工艺图

(3) 桩西联合站

桩西联合站（简称“桩西联”）成立于 1992 年，主要担负着桩西采油厂油水处理及外输任务。下设原油稳定、原油计量、采出水外输、采出水处理、脱水化验、交油岗、综合维修班五个班组。桩西联主要用于处理陆上油田生产水和海四联来水。采出水处理主流程采用：压力沉降+三级过滤。采出水处理合格后输至海三联，与海三联处理合格的生产水经海底管道输至海上平台回注地层，不外排。

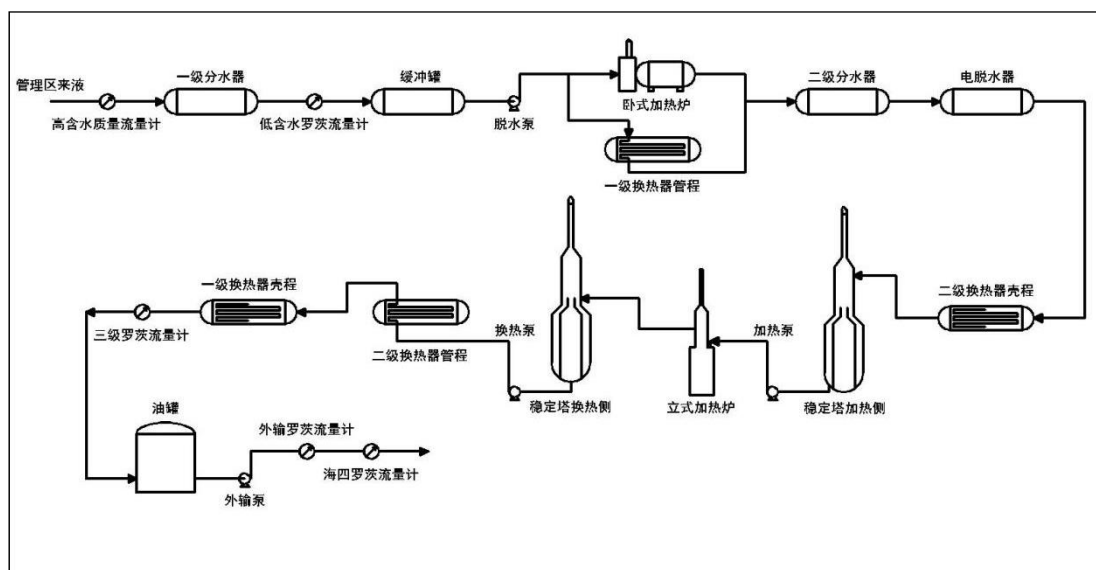


图 3.5-7 原油生产工艺图

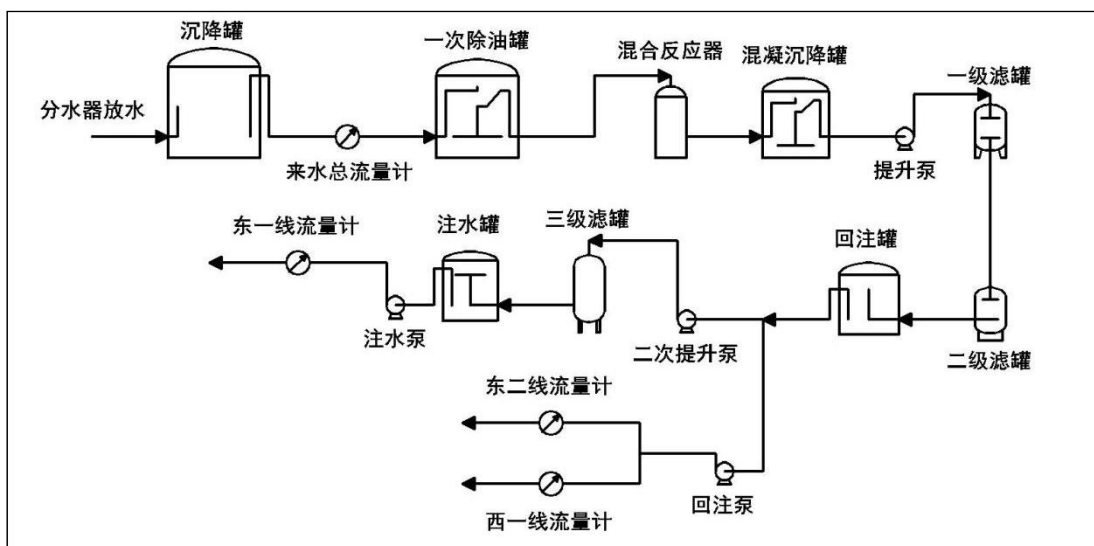


图 3.5-8 采出水处理工艺图

(4) 海五联合站

海五联合站（简称“海五联”）位于桩古 46 井南 1km 处，2004 年 3 月 31 日投产，担负着埕岛埕北 30A、埕北 306、埕北 32A、桩海 104 油田原油处理任务及海二站（埕岛废液处理站）来液。采用“二级热化学+原油稳定”原油脱水工艺，具有油气分离、原油脱水、原油稳定、天然气净化处理、天然气凝液回收等功能。海五联整体设计规模为：设计来液处理能力 4000m³/d、天然气外输能力 48×10⁴m³/d。

海五联原油生产工艺图见图 3.5-9。

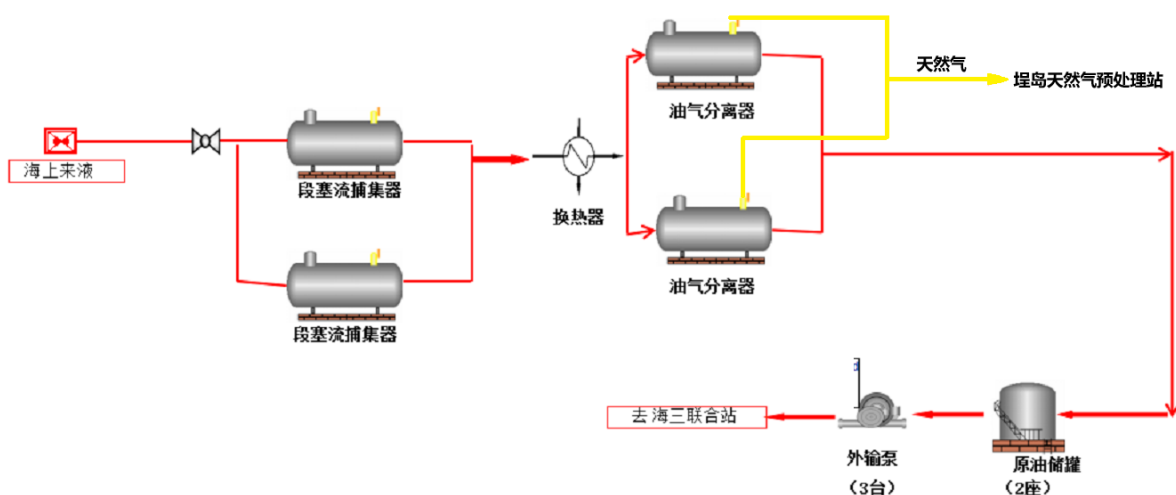


图 3.5-9 海五联合站原油生产工艺图

目前海五联分气后的采出液外输至海三联，分离的天然气部分自用，其他全部经增压后输至埕岛天然气预处理站。

（5）埕岛天然气预处理站

该站建在海三联附近，地理坐标为 $38^{\circ} 08' 33.34''$ ， $118^{\circ} 50' 0.39''$ ，具有海上来气接收、凝析油分离回收、天然气脱水干燥、天然气增压外输的功能，站内的设计天然气处理能力为 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

各平台的生产物流经中心一号、中心二号、中心三号分离出天然气。其中中心一号平台通过中心一号至海三联上陆天然气管线进入海三联合站，加压后输送到埕岛天然气预处理站；中心三号平台分离出天然气经天然气管线输送至中心二号，连同中心二号分离出的天然压缩后台通过天然气管线进入埕岛天然气预处理站。进入埕岛天然气预处理站的天然气在站内脱水干燥，增压外输至孤岛压气站。

（6）危废暂存处

海洋采油厂危废暂存处位于东营市东营港经济开发区海港路海盛船务公司院内东南角，设有危废暂存间（1F）4 间，建筑面积 66 m^2 ；设有监控室（1F）1 间，建筑面积 16.5 m^2 。其中危废间一建筑面积 16.5 m^2 ，储存废油漆桶、废机油桶等危险废物，危废间二建筑面积 16.5 m^2 ，储存含油垃圾等危险废物，危废间三建筑面积 16.5 m^2 ，储存废电池类危险废物，危废间四建筑面积 16.5 m^2 ，储存废实验药剂等危险废物。

3.5.2 依托工程能力校核

（1）原油、天然气处理依托能力校核

结合各平台、联合站和埕岛天然气预处理站的采出液、天然气处理能力，根据表 3.5-1 可知，海三联、海四联和海五联的采出液设计处理能力可以满足处理需求；埕岛天然气预处理站天然气设计处理能力可以满足处理需求。

表 3.5-1 原油、天然气处理依托情况

名称	设计处理规模 (m^3/d)	本项目投产后目前实际处理规模 (m^3/d)	剩余处理规模 (m^3/d)	依托现有设施是否可行
海三联	采出液: 5.2×10^4	3.82×10^4	1.38×10^4	可行
海四联	采出液: 1.2×10^4	1.06×10^4	0.14×10^4	可行
海五联	采出液: 0.4×10^4	0.27×10^4	0.13×10^4	可行
埕岛天然气预处理站	天然气: 40×10^4	36.61×10^4	3.39×10^4	可行

（2）采出水处理依托能力校核

根据表 3.5-2 可知，海三联和桩西联的采出水设计能力可以满足处理需求。

表 3.5-2 采出水处理依托情况

名称	设计处理规模 (m ³ /d)	本项目投产后目前实际处理规模 (m ³ /d)	剩余处理规模 (m ³ /d)	依托现有设施是否可行
海三联	采出水处理: 3.4×10^4	2.6×10^4	0.8×10^4	可行
桩西联	采出水处理: 1.5×10^4	1.3×10^4	0.2×10^4	可行

3.5.3 平台延寿评估情况

本工程所在的 5 个平台寿命到期时间为 2027 年~2033 年, 建设单位会在寿命到期提前 1 年开展平台的延寿评价工作, 详细情况见表 3.5-3 所示。

表 3.5-3 本工程所在平台的设计寿命及延寿评估情况

平台名称	设计年限	建成时间	设计有效期限	是否超年限	延寿评估情况	延寿到期日期
中心二号（生产平台）	15 年	1998 年	2013 年	是	已完成延寿评估	2027 年
中心二号（储罐平台）	15 年	1998 年	2013 年	是	已完成延寿评估	2032 年
中心三号平台	20 年	2013 年	2033 年	否	/	/
CB20C 平台	15 年	2012 年	2027 年	否	/	/
CB22F 平台	20 年	2013 年	2033 年	否	/	/
CB30A 平台	15 年	2004 年	2019 年	是	已完成延寿评估	2033 年

3.6 项目变更情况

(1) 实际建设情况与环评变动情况

根据验收调查情况，项目位置未发生变动，验收期间无新增环境敏感目标。根据现场核查，结合项目环评、环评批复等资料，项目的实际建成情况与环评阶段相比，发生了部分变化，具体如表 3.6-1 所示。

表 3.6-1 项目实际建设情况与环评阶段变动清单

序号	工程名称	环评阶段内容	建设情况	第一期工程实际建设内容	变动情况
1	主体工程 中心二号平台改造	油气工艺部分：新建 1 座两相分离器，新建 40m ³ 化学药剂储罐 1 座，新建 6m ³ 沉砂罐 1 座，更新加药装置 3 套，改造后平台来液处理能力达到 24000m ³ /d； 采出水处理部分：对中心二号现有的采出水处理系统进行改造，其中旋流+过滤工艺提升改造方案：对提升泵及水力旋流分离器进行更新改造；气浮工艺：主要对外输泵进行更新改造；改造后采出水的处理能力达到 18720m ³ /d 生活楼改造：新建生活模块 1 座，同时新建模块内部自控系统	油气工艺部分建设完成；采出水处理部分水力旋流分离器更新改造已完成，旋流+过滤工艺提升泵和气浮工艺外输泵未建设；生活楼未建设	油气工艺部分：新建 1 座两相分离器，新建 40m ³ 化学药剂储罐 1 座，新建 6m ³ 沉砂罐 1 座，更新加药装置 3 套，改造后平台来液处理能力达到 24000m ³ /d； 采出水处理部分：旋流+过滤工艺对水力旋流分离器进行更新改造，内部更换和增加了旋流管，提高了采出水处理能力，改造后采出水的处理能力达到 14880m ³ /d，能够满足目前生产要求。采出水处理部分旋流+过滤工艺提升泵没有更新改造，气浮工艺外输泵没有更新改造，生活楼没有改造，均纳入后续验收	采出水的处理能力由 18720m ³ /d 调整为 14880m ³ /d
2	主体工程 中心三号平台改造	油气工艺部分：改造一级分离器，新建 2 台分离器，新建 1 台双螺杆泵，新建 1 座天然气聚结过滤器撬，可实现含水 40%外输，采出液处理能力达到 45000m ³ /d； 采出水处理部分：新增 1 套 DNF 气浮装置，新建 2 座撇油器；改造后采出水的最大处理能力达到 36000m ³ /d	油气工艺部分一级分离器未建设，其余工程已完成；采出水处理部分污泥污水泵未改造，其余工程已完成	油气工艺部分：新建 2 台分离器，新建 1 台双螺杆泵，新建 1 座燃料气洗涤器撬，可实现含水 40%外输，采出液处理能力达到 45000m ³ /d； 采出水处理部分：新建 1 套 DNF 气浮装置，更换 2 座撇油器；改造后采出水的最大处理能力达到 36000m ³ /d；一级分离器、污泥污水泵未改造，均纳入后续验收	/
3	主体工程 CB20C 平台改造	生产平台上实现就地分水、水处理等，新建高效分水撬块、高效水处理撬块、高效注水泵撬	已建设	CB20C 平台开展就地分水及回注改造，新建高效分水撬块、高效水处理撬块、高效注水泵撬块和收	设计单位设计中考虑了裕量，采出液处

			块和收油橇块改造后采出液处理能力达到 2500m ³ /d, 采出水处理能力达到 2000m ³ /d		油橇块, 改造后采出液处理能力达到 3000m ³ /d, 采出水处理能力达到 2300m ³ /d	理能力由 2500m ³ /d 调整为 3000m ³ /d; 采出水的处理能力由 2000m ³ /d 调整为 2300m ³ /d。调整说明见附件 14。
4		CB22F 平台改造	对 CB22F 平台开展三次采油先导实验, 采用吨袋密闭投料方式, 新增配注设备及配套设施等, 包括表活剂罐、投料间、减压及料仓橇块、分散及电控橇块、空压制氮橇块、熟化罐橇块、喂入泵橇块、增压泵橇块、注聚泵橇块、低剪切调配阀组	已建设	CB22F 平台开展三次采油先导实验, 采用吨袋密闭投料方式, 新增配注设备及配套设施等, 包括表活剂罐、投料间、减压及料仓橇块、分散及电控橇块、空压制氮橇块、熟化罐橇块、喂入泵橇块、增压泵橇块、注聚泵橇块、低剪切调配阀组	/
5		CB30A 平台改造	外扩九井式平台, 共新钻 2 口油井, 预留 7 个井眼; 同时在生产平台上扩建二层, 实现气液分离、就地分水、水处理等	CB30A 扩井口平台已建设, 生产平台扩建二层未建设	新建 CB30A 扩井口平台, 新钻 1 口油井(CB30A-9), 预留 8 个井眼; 生产平台扩建二层未建设, 纳入后续验收	1 口油井未建设
6		CB15 平台	40 井式采修一体化平台, 平台共新建 30 口生产井(其中油井: 21 口, 注水井: 9 口), 预留 10 个井眼, 平台设计使用年限为 20 年	未建设	未建设, 纳入后续验收	/
7		CB371 平台	36 井式平台, 平台共新增 22 口生产井(其中油井: 13 口, 注水井: 8 口, 水源井: 1 口), 预留 14 个井眼, 平台设计使用年限为 20 年	未建设	未建设, 纳入后续验收	/
8		CB25G 平台改造	对 CB25G 平台开展三次采油改造, 采用吨袋密闭投料方式, 新增配注设备及配套设施等	在建中	在建中, 纳入后续验收	/
9		CB11N 平台改造	对 CB11N 平台开展三次采油改造, 采用吨袋密闭投料方式, 新增配注设备及配套设施等	未建设	未建设, 纳入后续验收	/
10		CB1G	对 CB1G 平台开展三次	未建设	未建设, 纳入后续验收	/

		平台改造	采油改造, 采用吨袋密闭投料方式, 新增配注设备及配套设施等			
11		中心一号平台改造	油气工艺部分: 储罐平台新建 1 座段塞流捕集器; 将 2 台外输泵由离心泵更换为双螺杆泵; 改造后采出液处理能力达到 24000m ³ /d 采出水处理部分: 拆除 4 座停用的金刚砂过滤器, 新增 2 套 DNF 气浮装置; 对 2 座撇油罐及 1 座缓冲罐进行改造; 改造后采出水的最大处理能力达到 17000m ³ /d	在建中	在建中, 纳入后续验收	/
12	附属工程	海底输油管线	新建海底输油管线 7 条, 约 34.0km (其中 CB30A~海五联进站管线阀组涉及陆上部分, 约 0.9km)	在建中	在建中, 纳入后续验收	/
13		海底注水管线	新建海底注水管线 8 条, 约 16.8km	未建设	未建设, 纳入后续验收	/
14		海底输气管线	新建海底输气管线 1 条, 约 11.0km	未建设	未建设, 纳入后续验收	/
15		海底电缆	新建海底电缆 7 条, 约 24.3km	未建设	未建设, 纳入后续验收	/
16	公用工程	给排水工程	给水: 各平台给水利用供应船定期供给, 平台设有淡水箱, 用于储存生活用水; 排水: CB15、CB371 有人值守平台上产生的生活污水经生活污水处理装置处理后进入生产系统, 不排海	CB15 平台、CB371 平台给排水未建设	给水: 平台给水利用供应船定期供给, 平台设有淡水箱, 用于储存生活用水; 排水: 有人值守平台上产生的生活污水经生活污水处理装置处理后进入生产系统, 不排海	/
17		供电工程	CB15 平台、CB371 平台通过海底电缆供电, 同时在平台上配备一些供电设施。	CB15 平台、CB371 平台海底电缆未建设	平台上新增设备配备了供电设施; CB15 平台、CB371 平台海底电缆未建设, 纳入后续验收	/
18		供热工程	各平台供热采用电加热	CB15 平台、CB371 平台供热未建设	供热采用电加热	/
19		消防工程	CB15 平台、CB371 平台设置固定消防系统, 包括: 固定水消防系统、固定泡沫灭火系统。电	CB15 平台、CB371 平台固定消防系统	平台上新增设备配置了移动式干粉灭火器; CB15 平台、CB371 平台固定消防系统未建设, 纳入后续	/

			气房间设置七氟丙烷气体灭火系统。同时整个平台及生活楼等配置一定数量移动式干粉灭火器灭火	未建设	验收	
20		通信系统	CB15 平台、CB371 平台设置高频及应急通信系统、程控交换机/广播报警系统、卫星电视系统、工艺自动化数据远传系统、电调自动化数据远传系统、工业电视监控系统等。传输系统将数据传输至 CB30A 平台	CB15 平台、CB371 平台通信系统未建设	平台上新增设备依托现有通信系统；CB15 平台、CB371 平台通信系统未建设，纳入后续验收	/
21		自控系统	CB15 平台、CB371 平台对新增油水井的工艺流程进行测量和控制，保障工艺系统可靠、平稳的运行；对生产平台新建的高效分离橇块等处理设施的相关信号进行监测、控制；平台新建 PCS、SIS 和 ICS 系统各 1 套	CB15 平台、CB371 平台自控系统未建设	高效分离橇块等处理设施的相关信号进行监测、控制；CB15 平台、CB371 平台自控系统未建设，纳入后续验收	/

根据实际建设情况，本项目 5 座平台改造发生的变动为：中心二号平台采出水的处理能力由 18720m³/d 调整为 14880m³/d；CB20C 平台采出液的处理能力由 2500m³/d 调整为 3000m³/d，采出水的处理能力由 2000m³/d 调整为 2300m³/d；CB30A 扩井口平台 1 口油井未建设。

（2）重大变动情况

对照《海洋油气开发建设项目重大变动清单（试行）》（环办海洋函〔2024〕241 号）等要求，本项目建设性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施等发生的变动均不构成重大变动。

表 3.6-2 重大变动情况分析表

项目	内容	本项目情况	是否构成重大变动
性质	主要建设内容由海洋油气开发转变为其他类型	本项目是海洋油气开发及配套项目，建设过程中未改变工程类型	否
规模	原油或天然气年产油当量增大 30%及以上	本项目环评阶段预计最大产油量 71.4 ×10 ⁴ t/a，实际部署 CB30A-9 井经试抽后不具备原油生产能力，试运行后处于停井状态	否
	新钻井数量增加 30%及以上	本项目环评阶段部署新钻井 54 口，实际新钻井 1 口，其他井后续建设完成后再进行验收	否

项目	内容	本项目情况	是否构成重大变动
	原油或油水混合集输干管长度增加 10%及以上, 或其他管缆总长度增加 30%及以上	本项目环评阶段新建海底输油管线约 34.0km, 新建海底注水管线约 16.8km, 新建海底输气管线约 11.0km; 新建海底电缆约 24.3km。实际本期项目没有建设, 海底管线、电缆等后续建设完成后进行验收	否
地点	生产设施位置调整导致不利生态环境影响超过原环评结果	本项目建设位置未发生变化	否
	管缆穿越新的环境保护目标, 或在环境敏感区、噪声敏感建筑物集中区域内路由发生变动, 无害化穿(跨)越方式除外	本期项目没有建设输油管线、注水管线、输气管线、海底电缆	否
生产工艺	原油或油水混合物运输方式发生调整。管道输送物料种类由生产水、天然气等其他种类介质变为原油或混合物。	本期项目没有建设输油管线、注水管线、输气管线	否
	开采方式由天然能量开发调整为水压驱动、化学驱动、热力驱、微生物驱、气驱等非天然能量驱动; 工程内容增加压裂等储层改造方式。	开采方式没有发生变化, CB30A-9 井没有进行压裂等储层改造	否
环境保护措施	滩海陆采油气田、海上油气田陆岸生产设施噪声、土壤或地下水污染防治措施变化, 导致不利生态环境影响加重。	本期项目不涉及滩海陆采油气田、海上油气田陆岸生产设施	否
	配套溢油拦截、事故废水暂存等主要环境风险应急设施、物资变化, 导致生态环境风险防范能力弱或降低。	环境风险应急设施、物资等没有发生变化	否
其他	其他可能导致不利生态环境影响显著加重或环境风险显著增大的变动。	验收期间, 不存在其他可能导致不利生态环境影响显著加重或环境风险显著增大的变动	否

4 环境影响评价回顾及其批复要求

4.1 海洋环境影响评价回顾

为了解本工程海域的环境质量现状，本工程海域环境质量现状调查与评价采用历史调查资料，历史站位均分布在本工程海域，调查范围满足本评价需要。历史资料采用中国海洋大学、青岛环海海洋工程勘察研究院、中国海洋大学海洋监测与检测中心、中国水产科学研究院黄海水产研究所在本海域开展的现状调查资料，历史资料包括水质、沉积物、海洋生态环境调查数据、生物质量调查与监测、海洋渔业资源调查等。

4.1.1 海水水质现状评价结论

水质评价因子有 15 项：pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬。

2020 年 10 月，调查海域一类区各测站中部分站位 pH、无机氮、活性磷酸盐、化学需氧量、石油类、锌、铅超过《海水水质标准》（GB 3097-1997）一类标准；二类区各测站中部分站位无机氮超过《海水水质标准》（GB 3097-1997）二类标准；三类区各测站中部分站位化学需氧量超过《海水水质标准》（GB 3097-1997）三类标准；四类区各测站各评价因子符合《海水水质标准》（GB 3097-1997）四类标准。

2019 年 3 月，调查海域一类区各测站中部分站位无机氮、铅、汞超《海水水质标准》（GB 3097-1997）一类标准，二类区无站位；三类区、四类区各测站各评价因子分别符合《海水水质标准》（GB 3097-1997）三类、四类标准。

4.1.2 沉积物环境质量现状评价结论

沉积物监测内容包括有机碳、硫化物、石油类和重金属（铜、镉、铅、锌、汞、铬和砷）共 10 项指标。

2020 年 10 月秋季海域有效站位沉积物现状评价结果表明：评价海域沉积物现状评价结果表明：除 40#站位外，其他各站位有机碳、硫化物、石油类、铜、锌、砷、镉、铅、铬、汞等评价因子均能满足《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）标准中相应的质量标准。40#站位铜、砷超标，超标倍数分别为 0.34、0.02。铜、砷超标主要是由工业污染所致。

因此，项目附近海域总体满足使用功能要求，评价海域的沉积物质量状况良好。

4.1.3 海洋生态环境现状评价结论

4.1.3.1 叶绿素 a 及初级生产力

春季调查海区表层叶绿素 a 含量在 $(0.65\sim6.77)\text{mg}/\text{m}^3$ 之间,平均含量为 $3.21\text{mg}/\text{m}^3$,最高值出现在 S47 号站,最低值出现在 S34 号站;底层叶绿素 a 含量在 $(0.68\sim6.46)\text{mg}/\text{m}^3$,平均含量为 $3.58\text{mg}/\text{m}^3$,最高值出现在 S47 号站,最低值出现在 S34 号站。同一调查站表层和底层叶绿素 a 含量相差不大。调查海域现场初级生产力为 $(43.29\sim586.15)\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$,均值为 $205.63\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

秋季调查海区表层叶绿素 a 含量在 $(0.49\sim1.20)\text{mg}/\text{m}^3$ 之间,平均含量为 $0.67\text{mg}/\text{m}^3$,最高值出现在 1 号站,最低值出现在 B1、CDWQ7、CDWQ9 号站;中层叶绿素 a 含量在 $(0.50\sim0.99)\text{mg}/\text{m}^3$ 之间,平均含量为 $0.64\text{mg}/\text{m}^3$,最高值出现在 24 号站,最低值出现在 26 号站;底层叶绿素 a 含量在 $(0.49\sim1.01)\text{mg}/\text{m}^3$,平均含量为 $0.59\text{mg}/\text{m}^3$,最高值出现在 CDWQ1 站位,最低值出现在 B6 站位。同一调查站表层和底层叶绿素 a 含量相差不大。调查海域现场初级生产力为 $(10.922\sim83.916)\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$,均值为 $50.634\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

4.1.3.2 浮游植物

2020 年 10 月,调查海域共获得浮游植物 3 门 101 种。浮游植物细胞密度变化范围在 $(0.07\sim393.12)\times10^5\text{cells}/\text{m}^3$ 之间,平均值为 $30.41\times10^5\text{cells}/\text{m}^3$ 。

2019 年 3 月,调查海域共获得浮游植物 2 门 48 种。浮游植物细胞密度变化范围在 $(8.74\sim666.05)\times10^4\text{cells}/\text{m}^3$ 之间,平均值为 $107.41\times10^4\text{cells}/\text{m}^3$ 。

4.1.3.3 浮游动物

2020 年 10 月,调查海区共鉴定浮游动物 36 种,密度范围为 $12.5\sim9893.3\text{ind}/\text{m}^3$,平均密度为 $1292.1\text{ind}/\text{m}^3$,本次调查浮游动物优势种类有 2 种。

2019 年 3 月,调查海区共鉴定浮游动物 17 种。浮游动物个体密度在 $(3.5\sim220.0)\text{ind}/\text{m}^3$ 之间,均值为 $33.9\text{ind}/\text{m}^3$,本次调查浮游动物优势种类有 5 种。

4.1.3.4 底栖生物

2020 年 10 月,调查海域共发现底栖生物 115 种,隶属环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物和刺胞动物 6 个门类。调查海域各站位底栖生物栖息密度在 $(20\sim8840)\text{ind}/\text{m}^2$ 之间,生物量在 $(0.004\sim92.516)\text{g}/\text{m}^2$ 之间。

2019 年 3 月,调查海域共发现底栖生物 97 种,隶属环节动物、节肢动物、软体动

物、棘皮动物、纽形动物和刺胞动物 6 个门类。大型底栖生物湿重生物量变化范围在 $(0.07 \sim 40.84) \text{ g/m}^2$ 之间，平均为 4.59 g/m^2 。栖息密度变化范围在 $(40 \sim 5040) \text{ 个/m}^2$ 之间，平均密度为 895 ind/m^2 。

4.1.3.5 潮间带生物

2020 年 10 月调查，共鉴定潮间带生物 15 种，分属于多毛类、甲壳类、纽形动物、软体动物、鱼类。潮间带所有调查断面生物量范围为 $(0 \sim 7.130) \text{ g/m}^2$ ，生物量平均值为 1.885 g/m^2 ；栖息密度范围为 $(0 \sim 710) \text{ ind/m}^2$ ，平均值为 183.33 ind/m^2 。

2019 年 3 月，共鉴定潮间带生物 22 种，隶属于环节动物、节肢动物和软体动物。潮间带所有调查断面生物量范围为 $(22.61 \sim 896.81) \text{ g/m}^2$ ，生物量平均值为 306.40 g/m^2 ；栖息密度范围为 $(24 \sim 732) \text{ 个/m}^2$ ，平均值为 262 个/m^2 。

4.1.3.6 生物质量

(1) 鱼类体内的铜、锌、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》(1986 年 3 月 1 日)中规定的生物质量标准；石油烃含量不超过石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(1997 年)中规定的生物质量标准；

(2) 甲壳类体内的铜、锌、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》(1986 年 3 月 1 日)中规定的生物质量标准；石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(1997 年)中规定的生物质量标准；

(3) 软体动物(非双壳类)体内铜、锌、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》(1986 年 3 月 1 日)中规定的生物质量标准；石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(1997 年)中规定的生物质量标准。

4.2 主要环境保护对策措施回顾

4.2.1 海上建设阶段环境保护措施

(1) 钻井过程中所产生的非油层钻井固废、油层钻井固废分别储存，非油层钻井固废运回陆地委托有资质单位接收处理，油层钻井固废运回陆地委托有资质单位进行处置。

(2) 施工期产生的生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)标准后排海，船用生活污水处理装置采用生物膜法处

理工艺。生活垃圾全部运回陆地委托接收处理。

(3)参加作业的船舶产生的机舱含油污水铅封后,运回陆地委托有资质单位处理。

(4)建设阶段产生的生产垃圾进行分类收集,其中含油危险废物委托有资质单位进行处理;其余的一般生产垃圾运回陆地委托接收处理。

4.2.2 运营阶段污染防治措施

(1)采出水处理

正常工况下,本工程生产平台建成后采出水最大产生量 $240.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (第20年),经平台配套的采出水处理设施处理达标后回注,不排海。

(2)生活污水

本工程运营期产生的生活污水经各自平台配套的生活污水处理设施处理后进入生产系统,不排海。

(3)固体废物处理

本工程运营期产生的生活垃圾运回陆地委托接收处理。

本工程运营期产生的生产垃圾量进行分类收集,其中含油危险废物委托有资质单位进行处理;其余的一般生产垃圾运回陆地委托接收处理。

4.2.3 生态保护措施及建议

鉴于油田在建设期,铺管挖沟作业在短时间内不可避免的对海洋生物造成一定的影响,因此,建设单位应与渔业管理部门协商,采取对主要渔业生物种类开展增殖放流等方式进行生态补偿。

施工作业应尽量缩短施工周期,合理选择作业时间,管缆挖沟铺设避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期。工程实施前应与当地渔业主管部门沟通和协商,对在施工过程中造成对渔业资源的直接或间接损失给予经济补偿。以便渔业主管部门用于增殖放流、渔业资源养护与管理,以及进行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等,使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

施工过程中,完善环保设施,并采取积极措施,尽量减少对海洋环境质量的影响,对突发性事故,及时与有关渔业主管部门联系,并采取积极的措施,将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

4.2.4 环境风险防范措施

本项目采取的主要环境风险防范措施包括：

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，保证工程设计、建造和安装质量。

施工期、运营期井喷或井涌事故防范方面的措施主要有：配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，加强生产时的观测，加强施工人员培训，严格执行生产作业规程和安全规程；

平台溢油事故风险防范方面的措施主要有：配备足量的消防设备；合理布置平台设施，对危险区进行有效地隔离；针对部分平台实施结构监测预警；设置火情、可燃气体监控系统。

海管、立管溢油事故防范方面，对于腐蚀等造成的管道溢油事故，采取的措施有：采取防腐涂层和阴极保护，定期检查立管外观、检测管壁厚度、海管腐蚀情况、开展立管探摸，定期对海底管道进行清管作业、内检测、压力试验；对于海底管线冲刷悬空、断裂风险采取的措施有：定期对海底管道进行路由复勘检测，对海管立管探摸检测，对检测过程中发现的悬空情况采取“抛填砂袋结合覆盖层”、“水下短桩支承”、“抛填砂袋结合仿生水草覆盖”等措施进行治理；针对人类海洋活动造成的管道溢油事故，采取的措施有：发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区；值班船、守护船定期巡视，驱赶可疑船舶；利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控，严格抛锚管理。

船舶碰撞泄漏事故防范方面，主要措施有：限定通航条件，避免恶劣条件下进行各种操作，船舶定期检验确保其安全技术状态，加强对船员的安全环保教育，制定相应的保护和检测程序，按照相关要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

地质性溢油风险防范方面，主要措施有：①对于钻遇 F1 断层的井在钻井过程中，采取加入随钻堵漏剂、防塌剂，避免井漏和井塌等复杂情况发生；并对断层段套管采用大壁厚，高等级套管，延长套管寿命。②在钻遇气层前安装防喷器，优化钻井液性能，考虑附加 $0.03\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.07\text{g}/\text{cm}^3$ 安全余量，备足堵漏材料，按井控要求备足压井液材料，水泥浆返至泥面，保证固井质量。钻进过程中发现钻遇浅层气，针对微小气流，先循环，提密度再钻进；针对大气流出现，迅速泵入压力液，必要时撤离相关人员做弃船处理。③注水井目的层靶点距断层距离均大于 150m，注入压力均不超过顶部破裂压力的 85%；控制注采比 1.0，使油藏低于原始地层压力状态开发，防止地层压力上升过高；建立完

整的水质处理和管理系统，控制注水水质，按规定冲洗管线、储水设备和洗井，保证管线、储水设备和井内清洁，保证平稳注水；全天监测计量注入压力及注入量，使其控制在设计范围内。

4.3 清洁生产和总量控制回顾

根据对本工程的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生、废物综合利用以及环境管理要求等五个方面的论述，本工程在建设阶段尽量减少污染物排放。在生产过程中采用先进的生产技术，油气生产尽量使用清洁能源，采取多项节能措施；全过程实施严格的环境保护及管理制度。在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理。污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。本项目符合清洁生产要求。

新建 CB15、CB371 平台均为有人值守平台。产生的生活污水经平台配套的生活污水处理设施处理后进入生产系统，不排海。因此，本项目不涉及污染物排放总量。

4.4 环境影响报告书批复要求

4.4.1 环境影响报告书批复要求

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程于 2022 年 5 月 10 日取得生态环境部《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复》（批复文号为环审[2022]52 号）。具体的审批决定如下：

一、该工程新建 2 座有人值守采油平台（CB15、CB371），新增 52 口井（其中油井 34 口，注水井 17 口，水源井 1 口），预留井槽 24 个；改扩建 1 座采油平台（CB30A 平台），外扩九井式平台，新增 2 口油井，预留井槽 7 个，同时在该平台上扩建二层，新增生产物流、生产水处理装置；已建 CB22F、CB25G、CB11N、CBIG 平台开展采油先导实验项目，平台新增投料间等配注设施；已建 CB20C 平台新增 1 套生产水处理装置；对已建中心一号、二号、三号平台生产水处理装置进行提标改造；新建海底输油管线 7 条，总长度约 34.0 公里；新建海底输气管道 1 条，长度约 11.0 公里；新建海底注水管线 8 条，总长度约 16.8 公里；新建海底电缆 7 条，总长度约 24.3 公里等。在全面落实报告书提出的各项生态环境保护措施后，该工程可以满足国家海洋生态环境保护相关法律法规和标准的要求，我部同意批准该环境影响报告书。

二、工程建设和运营期间，应严格落实报告书中的污染防治、环境保护和风险防范措施，并重点做好以下工作。

（一）严格落实报告书中污染物处理措施。非油层水基钻井液和钻屑运回陆地处理，

含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。船舶生活污水经处理达标后于距岸3海里外海域排放。运营期含油生产水、生活污水处理达标后全部回注地层。生活垃圾及生产垃圾均分类收集后运回陆地处理。

（二）严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。

（三）加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。

（四）加强注水、注聚作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在回注过程中加强实时监测，杜绝超注超压。

（五）切实落实环境风险防范措施。修改完善埕岛油田溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并按照规定及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。

（六）切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，施工应避开毛虾产卵盛期（6月）；CB371、CB30A平台及配套管缆施工应避开花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5月-6月、10月）；登陆海管陆上铺设时应避开东方白鹳繁殖期（2月底至7月中旬）、鹤类迁徙和越冬期（11月至翌年3月）最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

三、海河北海局负责工程生态环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起30个工作日内将经批准的报告书送海河北海局。

4.4.2 环境影响报告书批复要求落实情况

主管部门对埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程提出的批复意见落实情况见表4.4-1。从表中可以看出，建设单位基本落实了生态环境部对本项目提出的环境保护措施，有效的降低了项目对环境的不利影响。

表 4.4-1 环评批复落实情况

序号	环评批复	落实情况	结论
1	严格落实报告中污染物处理措施。非油层水基钻井液和钻屑运回陆地处理，含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。船舶生活污水经处理达标后于距岸 3 海里外海域排放。运营期含油生产水、生活污水处理达标后全部回注地层。生活垃圾及生产垃圾均分类收集后运回陆地处理	本项目严格落实了报告中污染物处理措施。非油层水基钻井液和钻屑运回陆地交胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司接收处理，含油钻井液和钻屑运回陆地交山东天中环保有限公司进行了处置。生活污水和生活垃圾全部运回陆地，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。运营期本项目采出水经平台配套的采出水处理设施处理达标后回注，生活污水经各自平台配套的生活污水处理设施处理后进入生产系统，不排海。运营期生活垃圾运回陆地由中国石化集团胜利石油管理局有限公司机关管理服务中心接收处理；生产垃圾进行分类收集，其中含油危险废物委托山东康明环保有限公司进行处理；其余的一般生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理	已落实
2	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统	本项目严格执行了作业规程和安全规程；严格按设计要求实行，加强了随钻监测，安装了符合要求的合格防喷器井控设备，建立了井控管理系统，全部按设计要求试压合格；本工程目前已施工完毕，钻井过程中未发生溢油事故	已落实
3	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏	本项目为分期建设项目，平台改造严格按照设计要求施工，海管暂未施工，纳入后续验收项目	已落实
4	加强注水、注聚作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在回注过程中加强实时监测，杜绝超注超压	从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注聚管理工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强了压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；本工程自投产运营以来，未发生因注聚等原因导致的地质性溢油风险事故	已落实

序号	环评批复	落实情况	结论
5	切实落实环境风险防范措施。修改完善埕岛油田溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并按照规定及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局	海洋采油厂编制了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于 2022 年 12 月取得备案；各平台配备了应急设备，定期进行了溢油应急演练，没有发生溢油事故	已落实
6	切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，施工应避开毛虾产卵盛期（6 月）；CB371、CB30A 平台及配套管缆施工应避开花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5 月-6 月、10 月）；登陆海管陆上铺设时应避开东方白鹳繁殖期（2 月底至 7 月中旬）、鹤类迁徙和越冬期（11 月至翌年 3 月）最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响	本项目严格落实了生态保护措施，合理安排施工作业时间。CB30A 扩井口平台施工时间为 2023 年 7 月-9 月，避开了花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5 月-6 月、10 月），减轻了对海洋生态环境和渔业资源的影响。海管暂未施工，纳入后续验收项目	已落实

5 验收监测评价标准

5.1 采用的规范和评价标准

本次监测涉及的监测对象为采出水、固体垃圾。采出水采用《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 进行评价；固体垃圾采用《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008) 进行评价，具体评价标准见表 5.1-1~表 5.1-2。

表 5.1-1 水质控制指标

项目	储层空气渗透率, μm^2				
	<0.01	$\geq 0.01 \sim < 0.05$	$\geq 0.05 \sim < 0.5$	$\geq 0.5 \sim < 2.0$	≥ 2.0
含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0

表 5.1-2 固体垃圾排放要求

项目		距最近陆地		
		一级	二级	三级
生产垃圾		禁止排放或弃置入海		
生活垃圾	食品废弃物	禁止排放或弃置入海	颗粒直径小于 25mm	
	其他垃圾	禁止排放或弃置入海		

5.2 平台附近海域环境监测采用的规范和评价标准

根据《海洋监测规范 第 4 部分：海水分析》(GB 17378.4-2007) 对平台附近海域环境质量进行监测。

根据《东营市国土空间总体规划 (2021-2035 年)》中市域海洋保护利用规划，本工程 5 座平台位于 3-1 (埕北工矿通信用海区)，根据各监测站位所在功能区环境保护要求，平台附近海域环境质量监测采用《海水水质标准》(GB 3097-1997) 中四类标准对该海域水质质量现状进行评价 (见表 5.2-1)。

表 5.2-1 水质评价标准 (mg/L)

标准	COD	石油类	磷酸盐	无机氮	Cr	Cu	Zn	Cd	Pb	As	Hg
四类	5	0.50	0.045	0.50	0.050	0.050	0.50	0.010	0.050	0.05	0.0005

5.3 评价方法

采用单因子指数法对水质进行评价，具体模式为：

污染程度随实测浓度的增加而加重的指标物按下式：

公式：
$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：P_i——第 i 项污染物的污染指数；

C_i——第 i 项污染物的实测浓度；

C_{oi}——第 i 项污染物的评价标准。

6 验收监测工况

验收监测时，本项目生产稳定、环境保护设施运行正常。

本次验收的 5 座改造平台中，中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台进行了生产水处理系统改造。

验收监测期间，中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台生产水处理系统运行正常。中心三号工况稍低于 75%，原因是中心三号平台需要处理海四管理区所有的油井来液，需要给后续生产预留空间。中心二号平台和 CB20C 平台工况在 75%以上。各相关环保设备已经安装到位、调试合格、运行正常，油田处于正常生产运行状态，相关环境保护设施运行正常，符合开展环境保护设施竣工验收监测的条件。

表 6-1 生产水处理设施工况负荷

所在平台	日期	设计处理规模 (m ³ /d)	实际处理量 (m ³ /d)	负荷比 (%)
中心二号平台	2025. 3. 19	14880	11856	79. 7
	2025. 3. 20		11878	79. 8
	2025. 3. 21		11878	79. 8
中心三号平台	2025. 3. 19	36000	18960	52. 7
	2025. 3. 20		19170	53. 3
	2025. 3. 21		19154	53. 2
CB20C 平台	2025. 3. 19	2300	2230	97. 0
	2025. 3. 20		2159	93. 9
	2025. 3. 21		2261	98. 3

7 验收监测结果

7.1 污染物达标排放及环保设施效率监测

7.1.1 生产水监测

本次验收的 5 座改造平台中，中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台进行了生产水处理系统改造。

7.1.1.1 生产水监测点位、项目、频次

监测点位、项目、频次见表 7.1-1。

表 7.1-1 生产水监测点位、项目、频次

监测目标	监测点位	监测项目	监测频次
生产水	中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台生产水处理系统新建设施进口、水处理系统出口	含油量	4 次/天，3 天

7.1.1.2 生产水监测方法

生产水监测分析方法见表 7.1-2。

表 7.1-2 生产水监测项目及分析方法

项目	分析方法	引用标准
含油量	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法 5.4 含油量	SY/T 5329-2022

7.1.1.3 监测结果及评价

生产水处理系统采样分析结果见表 7.1-3。

表 7.1-3 平台生产水监测结果含油量（mg/L）

采样日期	中心二号平台生产水处理设施				
	检测次数	样品编号	出口	标准限制	是否达标
2025. 3. 19	第 1 次	GH170SZ005	12. 60	30	是
	第 2 次	GH170SZ006	12. 70	30	是
	第 3 次	GH170SZ007	14. 20	30	是
	第 4 次	GH170SZ008	13. 50	30	是
2025. 3. 20	第 1 次	GH170SZ029	13. 10	30	是
	第 2 次	GH170SZ030	13. 20	30	是

	第 3 次	GH170SZ031	13.90	30	是
	第 4 次	GH170SZ032	14.30	30	是
2025. 3. 21	第 1 次	GH170SZ053	15.10	30	是
	第 2 次	GH170SZ054	15.10	30	是
	第 3 次	GH170SZ055	11.20	30	是
	第 4 次	GH170SZ056	13.70	30	是
采样日期	中心三号平台生产水处理设施				
	检测次数	样品编号	出口	标准限制	是否达标
2025. 3. 19	第 1 次	GH170SZ013	10.30	30	是
	第 2 次	GH170SZ014	11.20	30	是
	第 3 次	GH170SZ015	8.41	30	是
	第 4 次	GH170SZ016	8.94	30	是
2025. 3. 20	第 1 次	GH170SZ037	9.23	30	是
	第 2 次	GH170SZ038	9.38	30	是
	第 3 次	GH170SZ039	9.66	30	是
	第 4 次	GH170SZ040	10.40	30	是
2025. 3. 21	第 1 次	GH170SZ061	10.70	30	是
	第 2 次	GH170SZ062	9.42	30	是
	第 3 次	GH170SZ063	9.41	30	是
	第 4 次	GH170SZ064	10.20	30	是
采样日期	CB20C 平台生产水处理设施				
	检测次数	样品编号	出口	标准限制	是否达标
2025. 3. 19	第 1 次	GH170SZ021	21.40	30	是
	第 2 次	GH170SZ022	24.10	30	是
	第 3 次	GH170SZ023	24.00	30	是
	第 4 次	GH170SZ024	23.70	30	是
2025. 3. 20	第 1 次	GH170SZ045	25.80	30	是
	第 2 次	GH170SZ046	19.60	30	是
	第 3 次	GH170SZ047	24.30	30	是
	第 4 次	GH170SZ048	23.50	30	是
2025. 3. 21	第 1 次	GH170SZ069	24.70	30	是
	第 2 次	GH170SZ070	24.70	30	是
	第 3 次	GH170SZ071	22.20	30	是
	第 4 次	GH170SZ072	22.00	30	是

经生产水处理装置处理后，中心二号平台的生产水含油量为 11.20mg/L～15.10mg/L，中心三号平台的生产水含油量为 8.41mg/L～11.20mg/L，CB20C 平台的生产水含油量为 19.60mg/L～25.80mg/L，均符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）的相关标准要求。

7.1.2 生活污水监测

本项目改造平台定员不增加，平台的生活污水经现有生活污水处理系统处理后进入生产系统，经生产水处理系统处理后回注地层，没有外排。本项目没有新增生活污水处理设施，没有进行生活污水监测。

7.1.3 环保设施运行效率测试

(1) 监测时间及频次

监测点位、项目、频次见表 7.1-4。

表 7.1-4 生产水处理效率监测点位、项目、频次

监测目标	监测点位	监测项目	监测频次
生产水	中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台生产水处理系统新建设施进口、水处理系统出口	含油量	4 次/天，3 天

(2) 监测结果

生产水处理系统效率监测结果见表 7.1-5。

表 7.1-5 平台生产水处理效率监测结果

采样日期	中心二号平台生产水处理设施					
	检测次数	样品编号	水力旋流器进口 (mg/L)	样品编号	出口 (mg/L)	处理效率 (%)
2025.3.19	第 1 次	GH170SZ001	21.80	GH170SZ005	12.60	42.20
	第 2 次	GH170SZ002	26.20	GH170SZ006	12.70	51.53
	第 3 次	GH170SZ003	25.00	GH170SZ007	14.20	43.20
	第 4 次	GH170SZ004	27.20	GH170SZ008	13.50	50.37
2025.3.20	第 1 次	GH170SZ025	20.00	GH170SZ029	13.10	34.50
	第 2 次	GH170SZ026	24.10	GH170SZ030	13.20	45.23
	第 3 次	GH170SZ027	25.10	GH170SZ031	13.90	44.62
	第 4 次	GH170SZ028	25.80	GH170SZ032	14.30	44.57
2025.3.21	第 1 次	GH170SZ049	22.90	GH170SZ053	15.10	34.06
	第 2 次	GH170SZ050	22.10	GH170SZ054	15.10	31.67
	第 3 次	GH170SZ051	22.30	GH170SZ055	11.20	49.78
	第 4 次	GH170SZ052	23.20	GH170SZ056	13.70	40.95
采样日期	中心三号平台生产水处理设施					
	检测次数	样品编号	撇油器进口 (mg/L)	样品编号	出口 (mg/L)	处理效率 (%)
2025.3.19	第 1 次	GH170SZ009	17.70	GH170SZ013	10.30	41.81
	第 2 次	GH170SZ010	20.30	GH170SZ014	11.20	44.83

	第 3 次	GH170SZ011	19.90	GH170SZ015	8.41	57.74
	第 4 次	GH170SZ012	19.50	GH170SZ016	8.94	54.15
2025. 3. 20	第 1 次	GH170SZ033	20.70	GH170SZ037	9.23	55.41
	第 2 次	GH170SZ034	18.10	GH170SZ038	9.38	48.18
	第 3 次	GH170SZ035	18.00	GH170SZ039	9.66	46.33
	第 4 次	GH170SZ036	18.10	GH170SZ040	10.40	42.54
2025. 3. 21	第 1 次	GH170SZ057	17.70	GH170SZ061	10.70	39.55
	第 2 次	GH170SZ058	17.90	GH170SZ062	9.42	47.37
	第 3 次	GH170SZ059	21.30	GH170SZ063	9.41	55.82
	第 4 次	GH170SZ060	19.90	GH170SZ064	10.20	48.74
采样日期	CB20C 平台生产水处理设施					
	检测次数	样品编号	进口 (mg/L)	样品编号	出口 (mg/L)	处理效率 (%)
2025. 3. 19	第 1 次	GH170SZ017	299.00	GH170SZ021	21.40	92.84
	第 2 次	GH170SZ018	267.00	GH170SZ022	24.10	90.97
	第 3 次	GH170SZ019	259.00	GH170SZ023	24.00	90.73
	第 4 次	GH170SZ020	283.00	GH170SZ024	23.70	91.63
2025. 3. 20	第 1 次	GH170SZ041	306.00	GH170SZ045	25.80	91.57
	第 2 次	GH170SZ042	302.00	GH170SZ046	19.60	93.51
	第 3 次	GH170SZ043	283.00	GH170SZ047	24.30	91.41
	第 4 次	GH170SZ044	287.00	GH170SZ048	23.50	91.81
2025. 3. 21	第 1 次	GH170SZ065	288.00	GH170SZ069	24.70	91.42
	第 2 次	GH170SZ066	321.00	GH170SZ070	24.70	92.31
	第 3 次	GH170SZ067	307.00	GH170SZ071	22.20	92.77
	第 4 次	GH170SZ068	347.00	GH170SZ072	22.00	93.66

根据监测数据可知，中心二号平台生产水处理设施处理效率为 31.67%~51.53%，中心三号平台生产水处理设施处理效率为 39.55%~57.74%，CB20C 平台生产水处理设施处理效率为 90.73%~93.66%，生产水处理设施能稳定运行，能够达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）的标准。

7.1.4 固体垃圾监测

平台上设有垃圾回收箱，对生活垃圾和一般工业固体废物分类回收，运回陆地，生活垃圾委托中国石化集团胜利石油管理局有限公司机关管理服务中心接收处理，一般工业固体废物委托山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理。

监测期间，平台垃圾回收系统运行正常，各类垃圾均能按要求分类回收存放，未发现随意丢弃垃圾情况，周围海域也未发现平台遗弃的垃圾。监测现场照片见图 7.1-1。

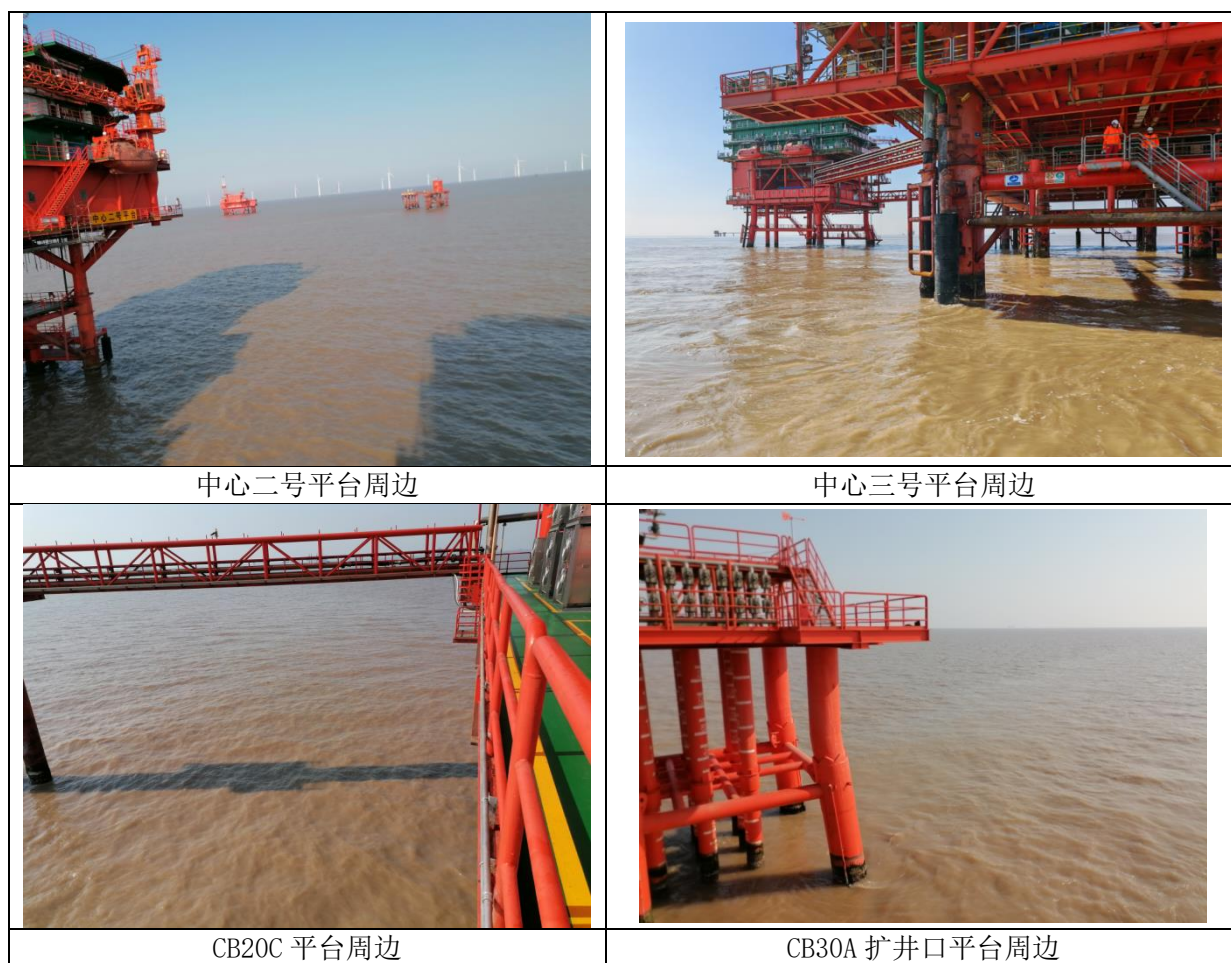


图 7.1-1 监测期间平台周边海面状况

7.1.5 总量控制指标核算

本项目投入生产后，对各种污染物实行了全过程控制，从工艺技术的选择、油气资源的利用和残油废液与固体废弃物的回收等方面有效地削减了污染源，对采出水中的石油类等主要污染物采取了有效的治理措施，并全部回注地层。人员依托平台原有定员，本项目不新增生活污水排放量。本项目无受控污染物因子，不涉及总量申请。

7.2 平台周围海域海水环境监测

7.2.1.1 调查方案

按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测技术规程》等法律法规、技术规程的要求，充分考虑项目海域的实际情况，制定了本项目竣工验收监测工作方案。

7.2.1.2 站位布设

本次验收的5座改造平台中，CB30A扩井口平台为新建平台，中心二号平台、中心三号平台、CB22F平台和CB20C平台均在现有平台进行改造。本次海水质量监测设置海水环境水质监测站位9个，在CB30A扩井口平台设1个调查站位，在平台50m外东、南、西和北4个方向分别设置1个监测站位，在四个站位外延500m处分别设置1个监测站位。监测站位经纬度和站位布设见表7.2-1和图7.2-1。

表 7.2-1 监测站位经纬度表

平台名称	序号	坐标	监测点	采样层次
CB30A 扩井口平台	1	118° 55' 54.42"; 38° 11' 39.00"	平台中心点	距水面 0.5m 层和 10m 层
	2	118° 55' 56.46"; 38° 11' 39.00"	平台 50m 外东	距水面 0.5m 层和 10m 层
	3	118° 55' 54.42"; 38° 11' 37.31"	平台 50m 外南	距水面 0.5m 层和 10m 层
	4	118° 55' 52.35"; 38° 11' 39.00"	平台 50m 外西	距水面 0.5m 层和 10m 层
	5	118° 55' 54.42"; 38° 11' 40.57"	平台 50m 外北	距水面 0.5m 层和 10m 层
	6	118° 56' 16.97"; 38° 11' 39.00"	外延 500m 东	距水面 0.5m 层和 10m 层
	7	118° 55' 54.42"; 38° 11' 21.01"	外延 500m 南	距水面 0.5m 层和 10m 层
	8	118° 55' 31.64"; 38° 11' 39.00"	外延 500m 西	距水面 0.5m 层和 10m 层
	9	118° 55' 54.42"; 38° 11' 56.76"	外延 500m 北	距水面 0.5m 层和 10m 层

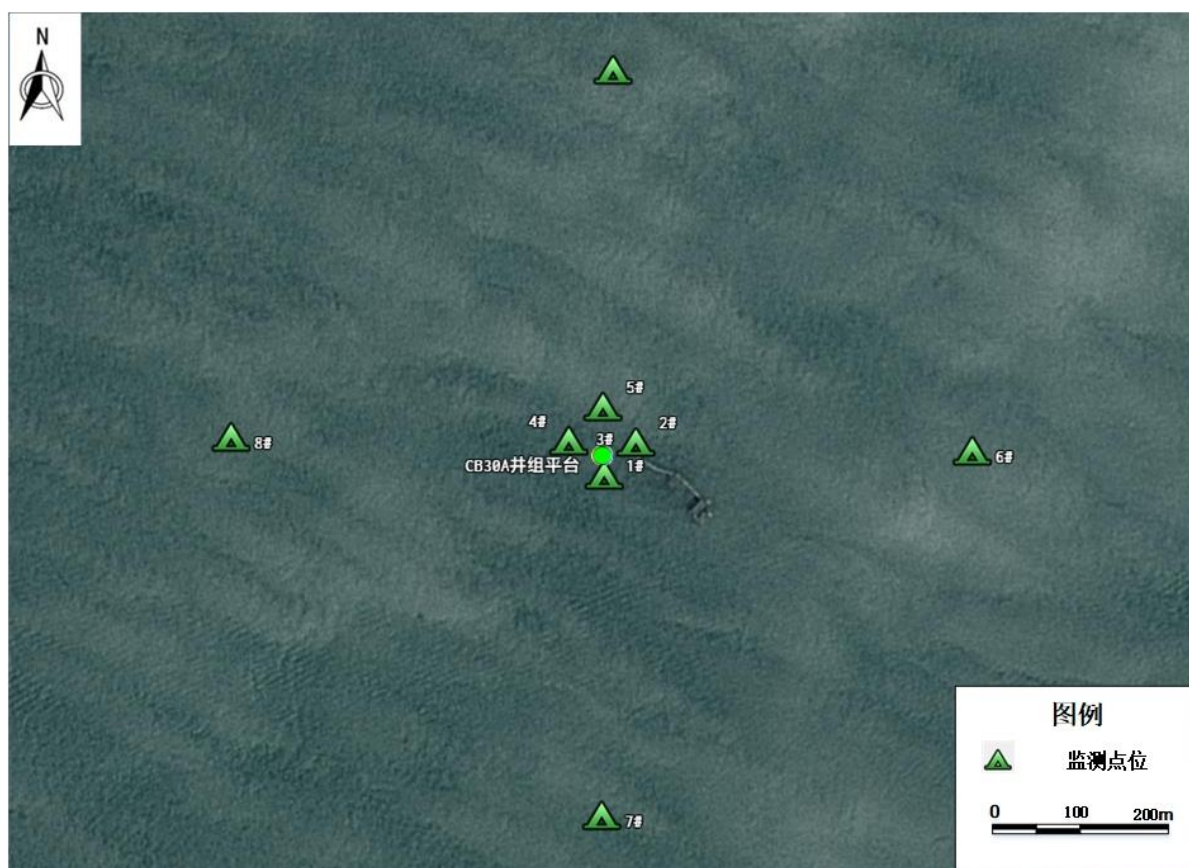


图 7.2-1 监测站位分布图

7.2.1.3 采样层次

采样层次为两层，包括表层（距水面 0.5m）和 10m 层。

7.2.1.4 监测项目及分析方法

水文气象：风向、风速、水温、水深、水色、透明度，共 6 项。

水质：COD、悬浮物、活性磷、硝酸氮、亚硝酸氮、铵盐、石油类、镉、汞，共 9 项。

水质现状调查与分析均按《海洋监测规范 第 4 部分：海水分析》(GB 17378.4-2007) 执行，分析方法见表 7.2-2。

7.2.1.5 监测时间及频率

于 2025 年 3 月 22 日对 CB30A 扩井口平台周围海域海水水质环境质量进行了一次监测。

表 7.2-2 水质项目分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
1	石油类	石油类 海洋监测规范 第 4 部分:海水分析(13.2 紫外分光光度法)	GB 17378.4-2007	3.5 μ g/L
2	悬浮物	悬浮物 海洋监测规范 第 4 部分:海水分析(27 重量法)	GB 17378.4-2007	/
3	化学需氧量	海洋监测规范 第 4 部分:海水分析 32 化学需氧量 碱性高锰酸钾法	GB 17378.4-2007	/
4	氨	氨 海洋监测规范 第 4 部分:海水分析 36.1 靛酚蓝分光光度法	GB 17378.4-2007	/
5	亚硝酸盐	亚硝酸盐 海洋监测规范 第 4 部分:海水分析 37 萘乙二胺分光光度法	GB 17378.4-2007	/
6	硝酸盐	硝酸盐 海洋监测规范 第 4 部分:海水分析 38.1 镉柱还原法	GB 17378.4-2007	/
7	无机磷	海洋监测规范 第 4 部分:海水分析 39.1 无机磷 钼钼蓝分光光度法	GB 17378.4-2007	/
8	汞	海洋监测规范 第 4 部分:海水分析 5.1 汞 原子荧光法	GB 17378.4-2007	0.007 μ g/L
9	镉	海洋监测规范 第 4 部分:海水分析(6.1 镉 无火焰原子吸收分光光度法)	GB 17378.4-2007	0.01 μ g/L
10	-	海洋监测规范 第 3 部分 样品采集、贮存与运输	GB 17378.3-2007	/
11	-	海洋监测规范 第 4 部分 海水分析	GB 17378.4-2007	/

7.2.1.6 监测结果及评价

水质环境采样分析结果见表 7.2-3, 选取石油类、化学需氧量、无机磷、无机氮、镉、汞作为评价因子, 按《海水水质标准》(GB 3097-1997) 中的第四类进行评价。有平行样的站位, 取其平均值参加统计分析, 水质污染指数计算结果见表 7.2-4。

表 7.2-3 调查海域海水水质监测结果

站号	层次	石油类	悬浮物	化学需氧量	氨	亚硝酸盐	硝酸盐氮	无机磷	汞	镉
	m	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	µg/L	µg/L
1	0.5	0.29	85	0.96	0.008	0.004	0.235	0.007	0.036	ND
1	10.0	0.09	28	1	0.01	0.004	0.124	0.022	0.025	0.02
2	0.5	0.2	138	1.02	0.01	0.003	0.038	0.011	0.021	0.04
2	10.0	0.1	130	1.61	0.012	0.003	0.158	0.007	0.026	ND
3	0.5	0.12	138	1.8	0.015	0.005	0.197	0.01	0.02	0.01
3	10.0	0.19	141	1.88	0.012	0.004	0.21	0.021	0.013	ND
4	0.5	0.12	27	1.38	0.011	0.001	0.132	0.019	0.011	0.01
4	10.0	0.09	132	1.34	0.006	0.002	0.068	0.003	0.012	0.02
5	0.5	0.15	137	1.41	0.009	0.003	0.189	0.007	0.016	ND
5	10.0	0.18	122	1.48	0.012	0.002	0.11	0.005	0.013	ND
6	0.5	0.09	30	1.53	0.014	0.005	0.149	0.004	0.014	ND
6	10.0	0.13	30	1.49	0.01	0.005	0.079	0.002	0.011	ND
7	0.5	0.12	124	0.63	0.016	0.003	0.119	0.017	0.015	ND
7	10.0	0.09	120	1.37	0.01	0.002	0.15	0.032	0.012	ND
8	0.5	0.09	100	1.84	0.008	0.002	0.22	0.005	0.013	ND
8	10.0	0.11	100	1.53	0.012	0.003	0.089	0.014	0.014	ND
9	0.5	0.08	51	1.33	0.009	0.003	0.207	0.006	0.02	ND
9	10.0	0.09	96	1.6	0.008	0.003	0.151	0.011	0.018	ND
最大值	0.5	0.29	138	1.84	0.016	0.005	0.235	0.019	0.036	0.04
最大值	10.0	0.19	141	1.88	0.012	0.005	0.21	0.032	0.026	0.02
最小值	0.5	0.08	27	0.63	0.008	0.001	0.038	0.004	0.011	ND
最小值	10.0	0.09	28	1	0.006	0.002	0.068	0.002	0.011	ND

表 7.2-4 调查海域海水标准指数

站号	层次	石油类	化学需氧量	无机氮	无机磷	汞	镉
1	0.5	0.580	0.192	0.494	0.156	0.072	ND
1	10.0	0.180	0.200	0.276	0.489	0.050	0.002
2	0.5	0.400	0.204	0.102	0.244	0.042	0.004
2	10.0	0.200	0.322	0.346	0.156	0.052	ND
3	0.5	0.240	0.360	0.434	0.222	0.040	0.001
3	10.0	0.380	0.376	0.452	0.467	0.026	ND
4	0.5	0.240	0.276	0.288	0.422	0.022	0.001
4	10.0	0.180	0.268	0.152	0.067	0.024	0.002
5	0.5	0.300	0.282	0.402	0.156	0.032	ND
5	10.0	0.360	0.296	0.248	0.111	0.026	ND
6	0.5	0.180	0.306	0.336	0.089	0.028	ND
6	10.0	0.260	0.298	0.188	0.044	0.022	ND
7	0.5	0.240	0.126	0.276	0.378	0.030	ND
7	10.0	0.180	0.274	0.324	0.711	0.024	ND
8	0.5	0.180	0.368	0.460	0.111	0.026	ND
8	10.0	0.220	0.306	0.208	0.311	0.028	ND
9	0.5	0.160	0.266	0.438	0.133	0.040	ND
9	10.0	0.180	0.320	0.324	0.244	0.036	ND
最大值	0.5	0.580	0.368	0.494	0.422	0.072	0.004
最大值	10.0	0.380	0.376	0.452	0.711	0.052	0.002
最小值	0.5	0.160	0.126	0.102	0.089	0.022	ND
最小值	10.0	0.180	0.200	0.152	0.044	0.022	ND
超标率	0.5	0	0	0	0	0	0
超标率	10.0	0	0	0	0	0	0

由监测结果可见，调查站位表、底层水质符合四类海水水质标准。监测结果表明监测海域水质状况良好，该区块海洋石油勘探开发活动未对该海域环境质量状况产生明显影响。

7.3 环境管理调查及环境保护措施

环境管理是控制污染、保护环境的重要内容。为了做好环境保护工作，加强对本油田环保设施运行和维护管理、控制外排污染物对海洋环境的影响程度，海洋采油厂成立了专门机构进行环境保护管理工作。采油厂 QHSE 委员会下设专业委员会，设立安全(QHSE)管理部和 QHSE 监督中心。三级单位平台经理在海上中心平台带班，机关和班站设专兼职环保管理人员，健全了“采油厂-管理区-班站”三级管理网络，

做到了环境保护管理全覆盖。

7.3.1 执行国家建设项目环境管理制度情况

海洋采油厂于 2021 年 1 月委托胜利油田检测评价研究有限公司对埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程编制环境影响评价文件，2022 年 2 月上报生态环境部。2022 年 5 月 10 日取得生态环境部《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复》（批复文号为环审[2022]52 号）。

7.3.2 制度管理情况

胜利油田针对海洋平台的环境保护工作建立并形成了一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，并在生产中严格按照相应的规章制度执行。详细设置了健康、安全和环保相关的各项管理制度和《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》等应急程序，建立了各类环保设施的维护及操作制度，相应的环保监督机制。建立了较为完善的环境保护档案，由平台安全员负责平台安全台账的管理。油田开发过程能够按照环评要求、环评批复意见及“三同时”审批意见落实各项控制措施及环保政策，严格执行污染物总量控制目标。

始终把海上环境保护作为“一号工程”来抓，践行“不让一滴油入海”的绿色理念，强化“红线”意识和“底线”思维，努力构建海上清洁生产、绿色发展长效机制。

（1）构建了环保管理体系，落实了风险管控责任

①环境保护管理网络全覆盖，如图 7.3-1。采油厂安全生产（QHSE）委员会下设八个专业委员会，设立安全（QHSE）管理部和 QHSE 监督中心。基层单位经理在海上中心平台带班，机关和班站设专兼职环保管理人员，建立“采油厂-基层-班站”三级管理网络，实现环境保护管理全覆盖。各专业委员会落实“管专业、管环保”的专业化管理体系；建立各业务部门以及船级社、海检中心等第三方检测单位的监督体系；完善 QHSE 监督中心和委员会相结合的督查体系；强化过程指标、结果指标相结合的风险管控考核体系。

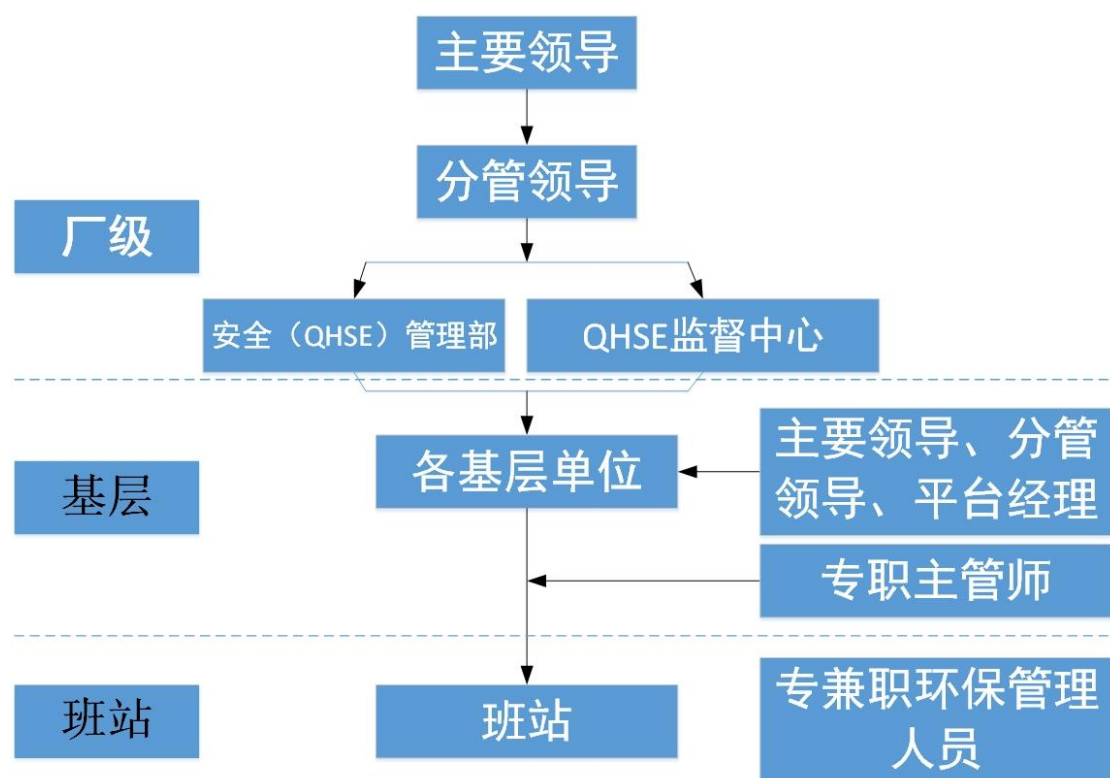


图 7.3-1 海洋采油厂环境保护管理网络图

②加强了“四个体系”建设。各专业委员会落实“管专业、管环保”的专业化管理体系；建立各业务部门以及船级社、海检中心等第三方检测单位的监督体系；完善 QHSE 监督中心和委员会相结合的督查体系；强化过程指标、结果指标相结合的风险管控考核体系。

③健全了制度体系。收集梳理国家法律法规、标准及各级制度，并分类汇编成册。结合自身实际，不断完善采油厂环境保护制度，按照“谁主管谁负责、谁污染谁负责、谁签字谁负责”原则，推行“环保问责制”，完善了的环境保护制度体系。

④认真开展了无废油田创建工作。2022 年海洋采油厂制定了《无废采油厂建设方案》，其中固废处置是重点工作。海洋采油厂明确了责任清单；成立专业化队伍，配备专用回收船舶、专用车辆到各场地点”上门服务”，探索全过程集约化收集、转运模式。为了更好的对固废进行从产生源头到处置完成的全生命周期闭环管理，海洋采油厂结合自身海陆一体统筹的开发特点，自主研发了固废全生命周期集约化数字管控平台。该平台由部署在内网的绿色海油软件和部署在外网的绿色生态两套新开发的软件组成，并通过升级承包商风险管控系统，新增固废转运和处置的承包商数字化管控模块，将承包商资质、诚信和承包商员工验证式考核一并纳入管理。

⑤油田和采油厂主要领导对海上主要设施实行承包管理，定期到现场进行安全

环保观察，着力查找和解决制约海上安全环保管理的现场短板问题，促进管理水平不断提升。

(2) 突出完整性全寿命周期管理，有效管控环境风险

①平台完整性管理专业委员会突出“完整性”管理，通过高标准的设计、高质量的采购、严格的质量控制、严细的检验检测、系统化的风险管控及依法合规的弃置拆除，贯穿于海上平台、海管的全寿命周期管理，确保海上风险受控。

②实施海底管道专业化、科学化管理，围绕依法合规“红线”和安全环保“底线”，突出“理论研究、完整性管理、检验监测、治理防护、应急响应”等5个方面技术突破，确保环境风险受控。针对海底管道立管段存在的腐蚀、船舶碰撞和疲劳失效风险，采取加装船舶防碰装置、定期更换立管段流程等有效措施，提高了设计标准，进一步降低海底管道溢油风险。

③每年依据法律法规和相关标准，定期组织检验检测机构对海上固定平台、海底管道、工艺流程和设备进行专业化检验、检测和评估，确保及时准确发现环保风险和隐患。利用超声波测厚、交流电场探伤、磁粉探伤、腐蚀电位测量、震动检测、声呐检测等技术，对平台及海管的壁厚、焊缝、保护电位、冲刷、沉降、倾斜及路由情况进行定量测量。

④开展海上超期设施延寿评估，委托专业评估利用检测数据建立有限元计算模型，模拟运行过程中的各种操作和极端工况，确保评估结果精准掌控。

⑤设定安全作业区。定期发布航行通告，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区，降低船舶碰撞平台导致的突发环境事件。

⑥狠抓船舶抛锚、平台移位过程管理。利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控。海上船舶抛锚、平台移位等大型作业办理相关的票证，选派经验丰富的人员现场监督、带班。

⑦强化了日常监督检查。建立了日常监督检查、综合性检查和专项检查相结合的监督检查机制，各单位认真落实岗位日检、班组周检、基层旬检、厂级月检等制度，确保现场环保管理全面受控。不断提升海上巡护处置能力。划定日常巡护重点区域，突出重点防控对象，及时处置违规停靠平台、平台周边捕捞等行为，推进海上巡护、治理、管控提质升级。

⑧开展了热成像技术应用。将热成像先进技术应用于生产实践，确保及时发现、快速处置设施生产状况异常造成的环保隐患。探索无人机、无人艇技术应用。积极应对海上和陆地环境敏感区、高风险区、特殊气象、夜间以及应急状况下的“无人巡检”，提高监督巡查效率和覆盖面，提升巡检管理水平，及时发现和研判环境异常

情况。

（3）努力构建自动化、智能化应急处置系统

①建立了海上紧急关断处置系统，包括工艺、油井、电力、一键关断等 4 大系统，实现了对井喷失控、流程和海管泄漏等突发事件的快速处置。按照相关标准规范，海底管道气动和电动紧急关断阀覆盖率达到 100%。

②加强了海上安全监控预警系统建设。建立了包括工艺参数、火气报警、人员动态、船舶和视频等 5 大系统，实现了海上现场的全覆盖有效监控、预警和报警。

③借助信息化升级，逐步实现了应急措施与决策智能化。部署 AIS、北斗基站、雷达和采用物联网定位技术，实现对报警信息预判，快速提取事件、周边资源信息，指导现场处置。伴随信息化进一步升级和完善，将逐步实现以基于情景构建的智能化应急处置。

④认真做好应急管理工作。埕岛油田的海洋石油开发生产溢油应急计划 2022 年 12 月在海河北海局完成备案登记，定期修订完善了岗位应急处置卡。

⑤提升海底管道等泄漏应对管理水平。通过二维测扫声呐等技术快速定位海管等损伤点；引进“纤维带封堵”实现泄漏点的快速封堵（3h）；采用水下高压卡具工艺实现对管线裂缝的永久性修复；采用机械连接器与旋转法兰组合，实现对海管断裂处的快速有效修复，确保海底管道泄漏风险受控。

（4）营造了环保氛围，培植了绿色文化

践行不让一滴油入海的绿色环保理念，积极通过报纸、微信、抖音等媒体阵地，大力宣传绿色文化理念和绿企创建的做法、经验，引导广大干部员工绿色生产、绿色办公、绿色生活。

认真开展“世界环境日”、“世界海洋日”等宣教活动。将厂区打造为绿色企业宣传的“前沿阵地”，制作宣传展板、宣传视频、发放宣传手册，营造了浓厚的活动气氛，取得了良好的社会效益。

创新开发安康海油答题系统，配套相应的奖励机制，由“要我学”转变为“我要学”，提高全员 HSE 知识技能水平。开展“绿宝走基层”、绿色行动进班站和环保志愿者活动，组织绿企行动签名，聆听绿色企业故事，鼓励员工从小事做起，将垃圾分类回收、节约水电气、节约用纸用料融入日常行动，让绿色低碳生活、绿色发展理念深入人心。

7.3.3 现场调查情况

经现场调查，该工程所有平台的各种流量计量装置、监测孔、各类管汇、各种堆存场及危险敏感区域均已设立或悬挂相应标志。



图 7.3-2 平台标志

7.3.4 主要污染防治措施及生态保护措施

7.3.4.1 污染防治措施

7.3.4.1.1 建设阶段污染防治措施

(1) 钻井过程中所产生的非油层钻井固废、油层钻井固废分别储存，非油层钻井固废运回陆地交胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司接收处理，油层钻井固废运回陆地交山东天中环保有限公司进行处置。

(2) 施工期船舶产生的生活污水和生活垃圾全部运回陆地，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。

(3) 参加作业的船舶产生的机舱含油污水铅封后，运回陆地交由山东海盛海洋工程集团有限公司进行处理。

(4) 建设阶段产生的工业垃圾主要为废弃的零件、边角料、包装材料等。施工期工业垃圾全部运回陆地由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理。

7.3.4.1.2 运营阶段污染防治措施

(1) 采出水处理

本项目采出水经平台配套的采出水处理设施处理达标后回注，不排海。

(2) 初期雨水

本项目平台各层甲板和开式排放管汇的甲板雨水进入开排罐，达到一定液位时，由开排泵将含油污水送至生产系统处理。

(3) 生活污水

本项目运营期产生的生活污水经各自平台配套的生活污水处理设施处理后进入生产系统，不排海。

(4) 固体废物处理

本项目运营期产生的生活垃圾运回陆地委托中国石化集团胜利石油管理局有限公司机关管理服务中心接收处理。

本工程运营期产生的生产垃圾进行分类收集，其中含油危险废物委托山东康明环保有限公司进行处理；其余的一般生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理。

(5) 噪声治理

运营期各种机械设备会产生噪声，其中噪声较大的泵类设备噪声级一般在 85dB (A) 左右。由于在海上工作远离居民点，其影响可以忽略。

7.3.4.2 海洋生态保护措施

7.3.4.2.1 建设阶段海洋生态保护措施

本项目已实施工程在建设阶段对生态环境产生影响的因子主要为平台打桩作业产生的悬浮沙，施工作业时采用了先进施工设备，施工时间综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素。此外，选择了适宜的海况条件，减轻了对渔业、环境造成的损失。严格限制了施工区域，划定了施工作业海域范围，禁止非施工船舶驶入，避免任意扩大施工范围，减小了施工作业的影响范围。

施工过程中所产生的钻井固废、生活垃圾、机舱含油污水、生产垃圾、生活污水均不外排。

7.3.4.2.2 运营阶段海洋生态保护措施

(1) 建设单位加强了设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到了最低。

(2) 建设单位具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，能够及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

7.3.4.3 环境风险防范对策措施和应急方法

7.3.4.3.1 事故风险防范措施

(1) 设计阶段的防范措施

①严格按照相关规范设计

严格按照国内外设计规范、设计标准进行工艺、结构、机电设计；设计的设备符合安全和环境保护规范和标准。建造和海上施工安装以及竣工后进行入级检验，保证工程设施在设计使用范围内不会由于结构强度、腐蚀、柱基承载以及建筑安装工艺等问题导致结构破坏造成事故性溢油。成立了完整性管理专业委员会，设计和建造以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期，同时贯穿于海上设施全寿命的周期管理。

②设计火气监控系统

为及时、准确地探测到可能或已发生的可燃气体泄漏事故和火情，进行了海上监控预警系统的建设。包括工艺参数、火气报警、人员动态、船舶跟踪和视频等 5 大系统，实现了海上工艺安全状况、气体泄漏、火灾爆炸、人员和船舶动态、生产作业现场的全覆盖有效监控、预警和报警。及时采取相应的措施，在平台上安装了火灾、可燃气体报警装置。

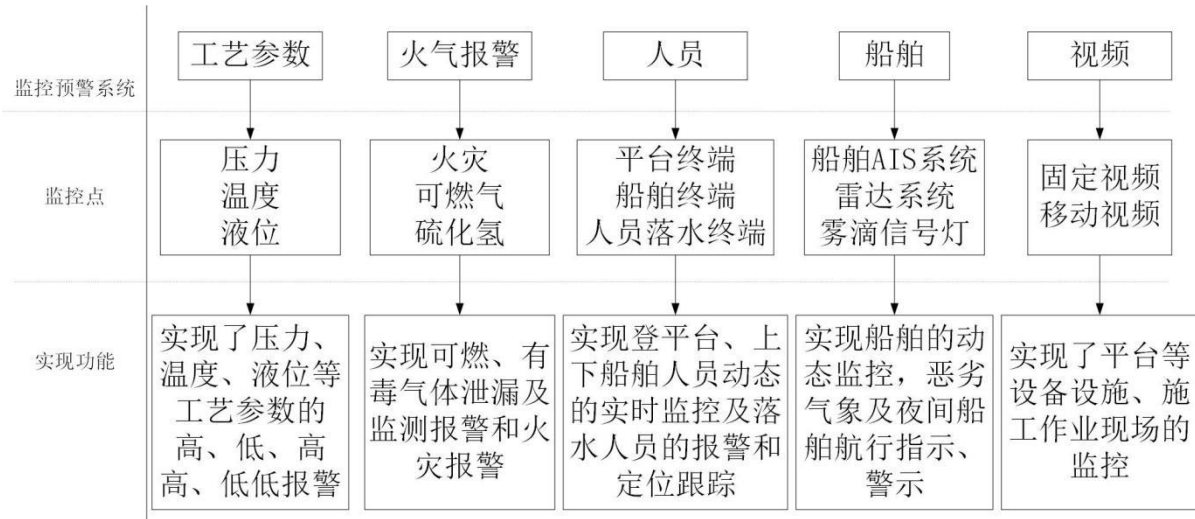
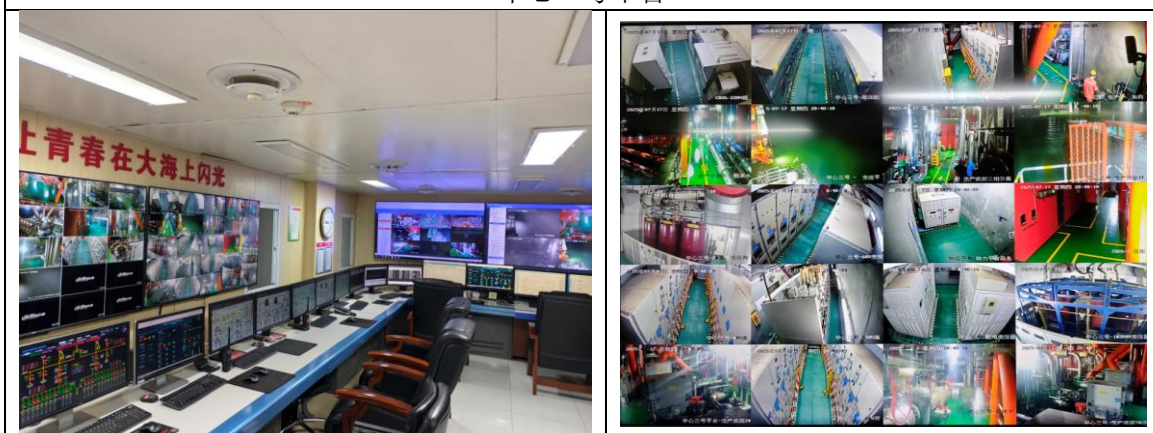


图 7.3-3 五大安全监控预警系统



中心二号平台



中心三号平台



CB20C 平台



图 7.3-4 视频监控

③设置紧急关断系统

建立了海上紧急关断处置系统，包括工艺、油井、电力、一键关断等 4 大系统，实现了对井喷失控、流程和管道泄漏、设施火灾爆炸等突发事件的快速处置。

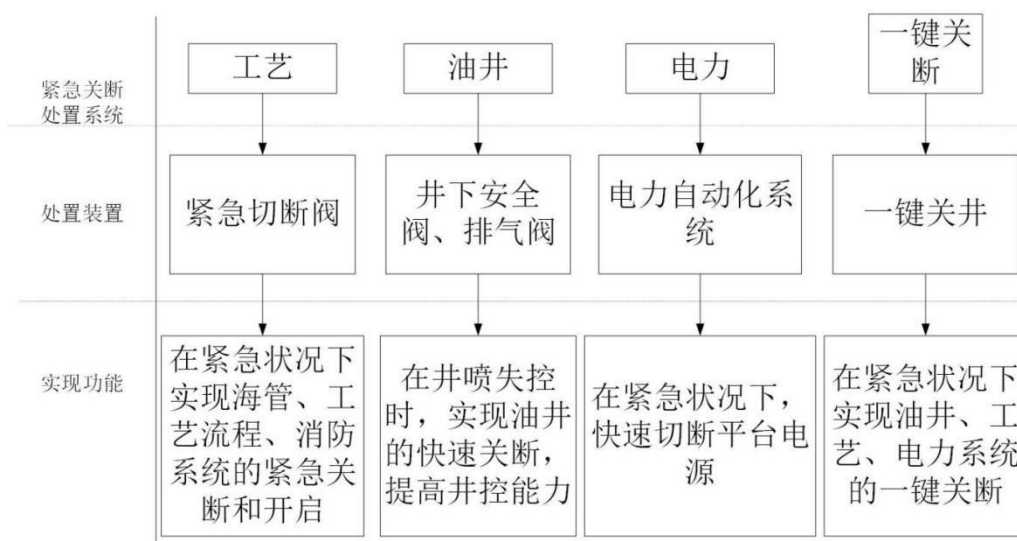


图 7.3-5 四大紧急关断系统

④注重安全可靠

用国际通用规范进行危险区和非危险区划分，对危险区设计高等级防火系统。设计中配备各种易接近和易保修的设备并有备用。

（1）船舶碰撞事故风险防范措施

本项目利用船舶进行施工，运营期由值班船对平台及管线进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。

为有效减少船舶碰撞事故的发生，建设单位对船舶碰撞事故进行综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。针对船舶碰撞溢油事故，建设单位采取以下几方面的措施：

①建立区域立体化监控系统

船舶监控方面，部署 AIS 基站 4 套、北斗基站 1 套、雷达 3 套，具备船舶动态监控、航行轨迹查询、外来船舶闯入报警、外来船舶动向跟踪、海上油区抛锚预警等功能。

②做好大风天气的预报工作，在大风来临前，严禁已经起浮的平台或其他船舶在油田作业区域停泊或避风，防止脱锚、耕锚、断锚链导致漂浮体失控撞击油区设施；

③在雾天或雨雪天等能见度比较低的情况下，禁止船舶在石油作业区航行，防止误撞井口或其他海上石油作业设施；

④充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望；

⑤使用安全航速；配齐必要的助航仪器；

⑥制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，渔政船在安全区范围内守护，确保平台设施的安全性；

⑦按照《海上固定平台安全规则（试行）》（1992 年 2 月 13 日）的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等；

⑧在生产期间，设定了油田安全作业区，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，由值班船不定期地沿途巡视，防止渔船拖网或过往船只因抛锚等损伤平台等。

（2）运营阶段的风险防范措施

①海上平台加大巡检力度

A、平台值班人员每小时巡回检查一次，重点检查本系统内关键设备设施运行状

况，每 2 小时周围海域瞭望一次，录取重点生产参数，每 2 小时上报一次，完成后填写巡检记录；随时通过自动化监控系统和视频监控对本系统运行情况进行监控，发现异常及时处理。

B、划定日常巡护重点区域，突出重点防控对象，及时处置违规停靠平台、平台周边捕捞等行为，推进海上巡护、治理、管控提质升级。

C、开展了无人机、无人艇技术应用，积极应对海上和陆地环境敏感区、高风险区、特殊气象、夜间以及应急状况下的“无人巡检”，提高监督巡查效率和覆盖面，提升巡检管理水平，及时发现和研判环境异常情况。

D、开展了热成像技术应用，开展对标追标活动，邀请国际一流公司开展新技术交流，将热成像先进技术应用于生产实践，确保能及时发现、快速处置设施生产状况异常造成的环保隐患。

②专业溢油应急船值班专职守护巡查

为进一步降低本工程运营的环境风险水平，建设单位安排了 1 艘专业溢油应急船值班专职负责油田的守护巡查，能够保证第一时间发现溢油，及时迅速进行处理。

胜利油田分公司“SL212 船”、“SL505 船”和“SL503 船”是胜利油田分公司专门建造的专业溢油应急船，常年在胜利油田海域巡查。一旦发生溢油事故立即做出反应开始收油工作，溢油响应时间在 0.5h 以内。

同时，新北及埕岛油田报备海上安全守护船舶三艘，分别为胜利 251、281、291 船。环保船和安全守护船舶在油田守护巡查，对有可能影响平台安全的其他船只进行驱离，避免对平台造成损害，进一步降低溢油风险概率。如果发生溢油，环保船可以第一时间发现，并利用自身配置的应急设备及时进行处理，使溢油在可控范围内，不至于造成较大的影响。



图 7.3-6 胜利 212



图 7.3-7 胜利 503



图 7.3-8 海洋船舶中心溢油回收图

③泄漏监控系统，精准定位泄漏位置

油气储运系统中的主要设备和管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

④平台火灾/爆炸事故风险防范措施

对油田各部分设施提供防火、防爆保护，安装了足够的消防设备；合理布置平台设施，对危险区采取有效地隔离措施来降低风险；针对部分平台实施结构监测预

警，在线监测平台结构关键点的应力、倾斜、震动及高程变化，实现了结构安全的实时监测、异常预警、超限报警。

设置监控系统，用以及时、准确地探测到可能发生或已经发生的火情或可燃气体泄漏，及时采取相应的安全措施（如报警、关断、消防等），以保护平台人员和设备的安全。

⑤平台设备溢油事故风险防范措施

对平台设备进行定期检测，保证不会由于腐蚀问题导致储油设备结构破坏造成事故性溢油；加强值班人员的巡逻检查，一旦发现管件、阀门松动、损坏等情况，及时进行检修或更换。安装在线监测预警系统。针对投产时间早的平台实施结构监测预警，在线监测平台结构关键点的应力、倾斜、震动及高程变化，实现了结构安全的实时监测、异常预警、超限报警。

平台值班人员每小时巡回检查一次，重点检查本系统内关键设备设施运行状况，周围海域瞭望，录取重点生产参数，每 2 小时上报一次，完成后填写巡检记录；随时通过自动化监控系统和视频监控对本系统运行情况进行监控，发现异常及时处理。

（3）地质性溢油风险防范措施

①埕岛油田油藏埋藏浅，有良好的多层、多类型圈闭条件，属于较复杂的断块油藏，油气水系统、甚至压力系统各自独立，半封闭或全封闭的天然驱动能量有限；

②埕岛油田主力开发层系为馆陶组，其上段下部砂岩、含砾砂岩发育，中部为细砂岩、粉砂岩与泥岩不等厚互层，上部以泥岩为主夹粉细砂岩，局部地区砂岩发育，属于高渗透油藏，适于采用注水、注聚开采；

③从区域地质特征、钻井情况及地震反射特征看，该块不存在浅层气分布，钻井施工及后期运营阶段不存在浅层气风险；

④馆陶组上部为明化镇组，地层厚度约 800m，为一套冲积平原沉积，以棕红色泥岩为主夹粉细砂岩，为油田良好的区域盖层；注水、注聚开采的周边区域主体馆陶区发育的断层，顶部与海底的距离在 400m 以上，未形成“通天断层”，无“只注无采层”；

⑤为防止断层附近注水、注聚井压力高于原始地层压力而激活断层，引发地层流体沿断层发生纵向窜流，在部署注采井网时，采取了临近断层部署为油井，并下入压力监测装置；

⑥馆陶组采用不规则面积注水井网，注采井数比控制在 1: 2 左右，注采强度适中，保证了油田开发既有一定的采油速度又能较长时间的满足注采平衡的要求；注水滞后两年，转注初期温和注水，井组注采比保持在 0.85 左右，井网基本完善情况

下井组注采比提高到 1.1~1.3，整体注采比保持在 0.95 左右，地层压力有序回升，目前地层压降 1.5MPa~3.5MPa，平均地层压降 2.3MPa，远低于原始地层压力 13.5MPa，地层异常高压情况可能性低；

⑦采油厂始终秉承“油水并重，以水为先”的理念，注重做好注水、注聚井日常管理，从源头、沿程、井口三个节点入手，建立“三控四清一洗”等水质动态管理办法，根据产量和压力等变化及时优化调整配注，安装自动配水橇块等措施，确保注好水、注准水；

⑧在注水、注聚过程中井口的注入压力、注水流压低于地层破裂压力设计，根据历年水井流压监测结果看，平均流压在 16.5MPa 左右，小于地层破裂压力和断层临界开启压力，在注水、注聚过程中不会压裂地层；

⑨为了控制注水、注聚不当可能对地层造成的破坏，海洋采油厂积极开展油水井的压力监测、剖面监测和分层测调。攻关配套了流量注入剖面测井、固定式毛细钢管测试等技术，建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，可实时监控油井油水井井口压力变化和油井毛管压力变化情况；油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时录取和掌握地层压力变化情况、井间连通状况等，并根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，地层压力始终控制在原始地层压力以下；

⑩通过分析该区块地质和油藏特征、油藏能量，结合老区开采方式，设计注水、注聚压力，较好的控制了地层异常高压发生的可能性。海洋采油厂具有成熟的极浅海油气田开发管理经验，可有效的保证从设计、施工建造、投产运行等阶段的合规性。

通过对地质条件、断层分析、注入方式和开采现状、风险防范措施等方面的综合分析，本项目发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。在采取严密、适当的安全防范措施后，本项目的地质性溢油风险是可控的。埕岛油田运行以来，未发生故障排污事件和溢油事故。

7.3.4.3.2 溢油事故应急处理措施

(1) 制定溢油应急预案

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》的相关规定，编写了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》并于 2022 年 12 月取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。

应急计划的主要内容应包括作业区情况、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。

(2) 应急组织机构

埕岛油田海上石油开发生产期间的海上溢油应急力量由胜利油田分公司海洋采油厂组成并实施。海上石油生产作业的溢油应急组织机构组成如图 7.3-9 所示。

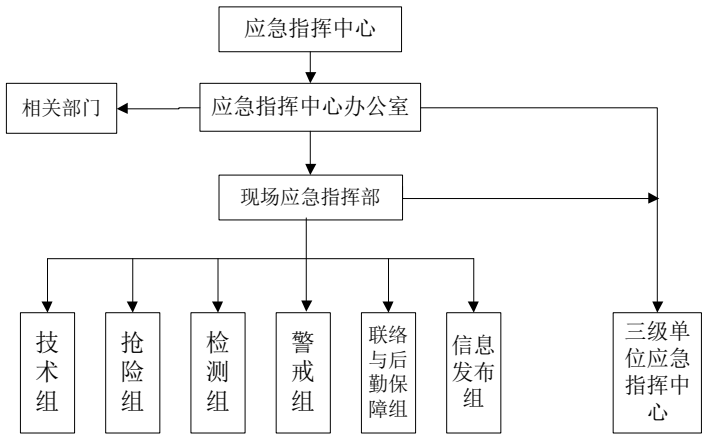


图 7.3-9 海洋采油厂溢油应急组织机构图

海上溢油事故应急指挥机构由海洋采油厂应急指挥中心、应急指挥中心办公室、现场应急指挥部、专家组组成。现场应急指挥部下设技术组、抢险组、检测组、警戒组、联络与后勤保障组、信息发布组等专业处置组。

现场应急指挥部由总指挥、副总指挥（可不设），及生产办公室、安全环保科、开发管理科、党政办公室、宣传科、物资管理中心、环境预报站、油田开发研究所、综合服务中心、信息中心、护卫大队、专家组等相关部门、单位负责人组成。

(3) 溢油事故的报告

溢油事故一旦发生，首先应立即切断油源，并在 1h 内上报相关主管部门。溢油事故报告程序如图 7.3-10。

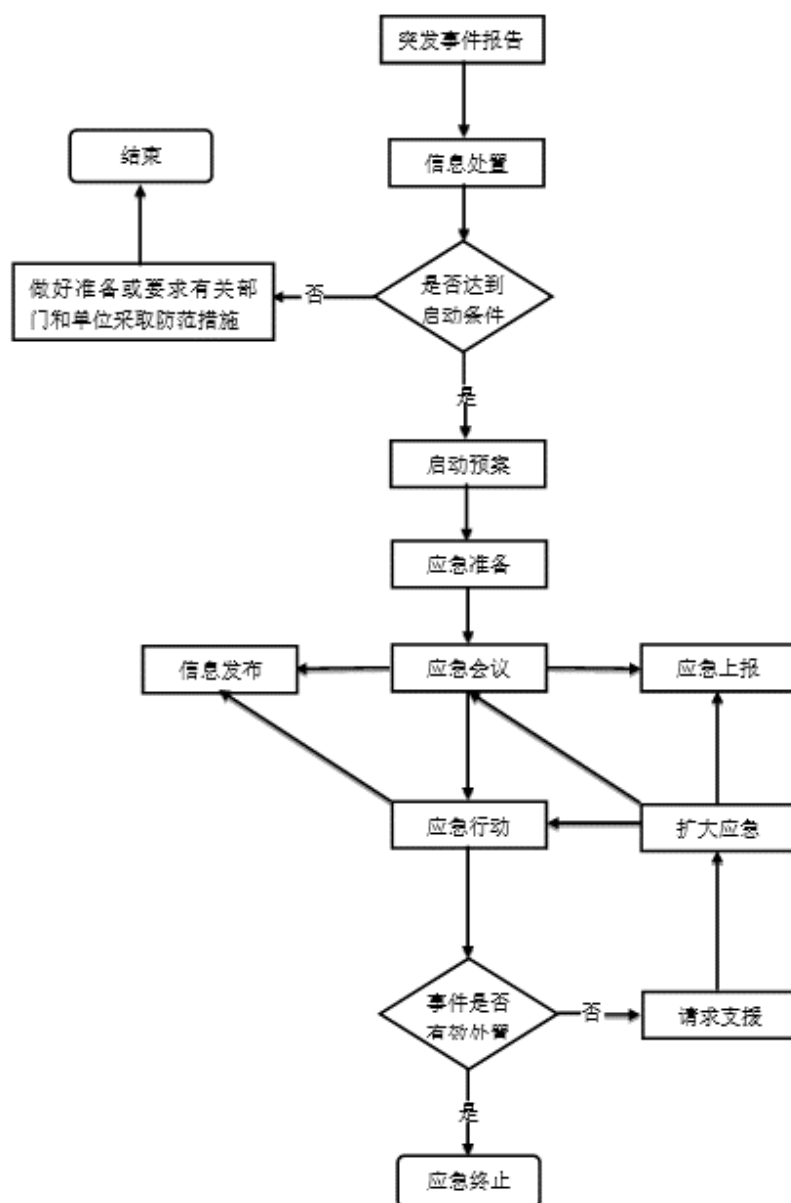


图 7.3-10 溢油事故报告程序图

(4) 溢油反应程序

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《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（生态环境部，2022 年 5 月 10 日）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 1000t 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 500t~1000t（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 100t~500t（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 1t~100t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

对应《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（生态环境部，2022 年 5 月 10 日）中的溢油事故分类，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。

建设单位配备的溢油应急设备足以应对 10t 以下的溢油事故，反应程序如图 7.3-11 所示。

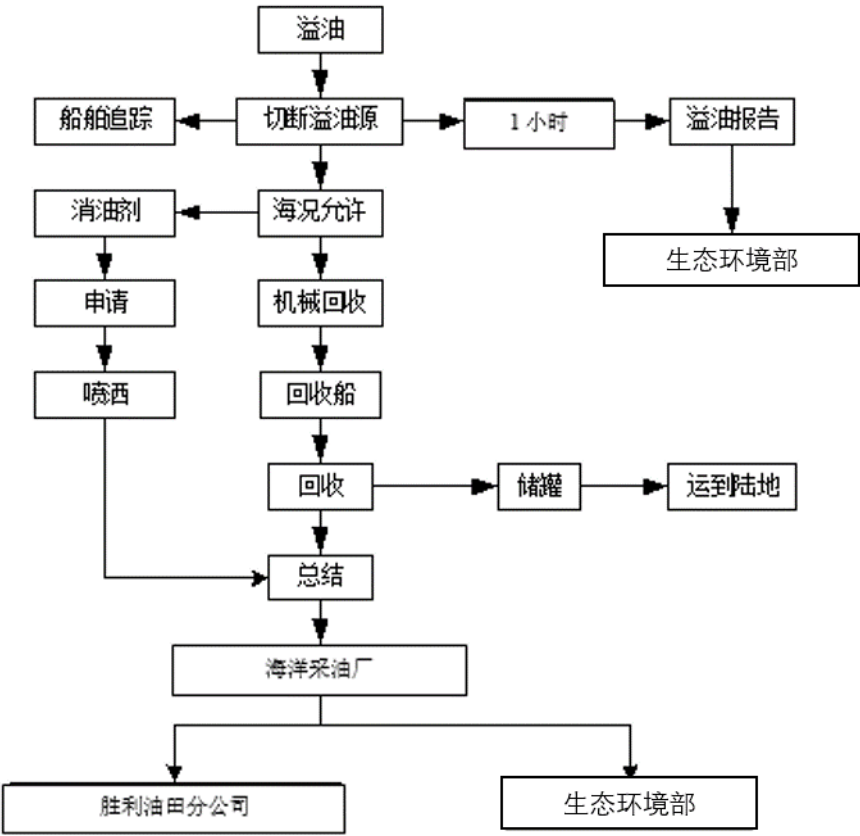


图 7.3-11 10t 以下溢油事故应急反应程序

发生 10t~100t 溢油事故时的溢油反应程序如图 7.3-12 所示。

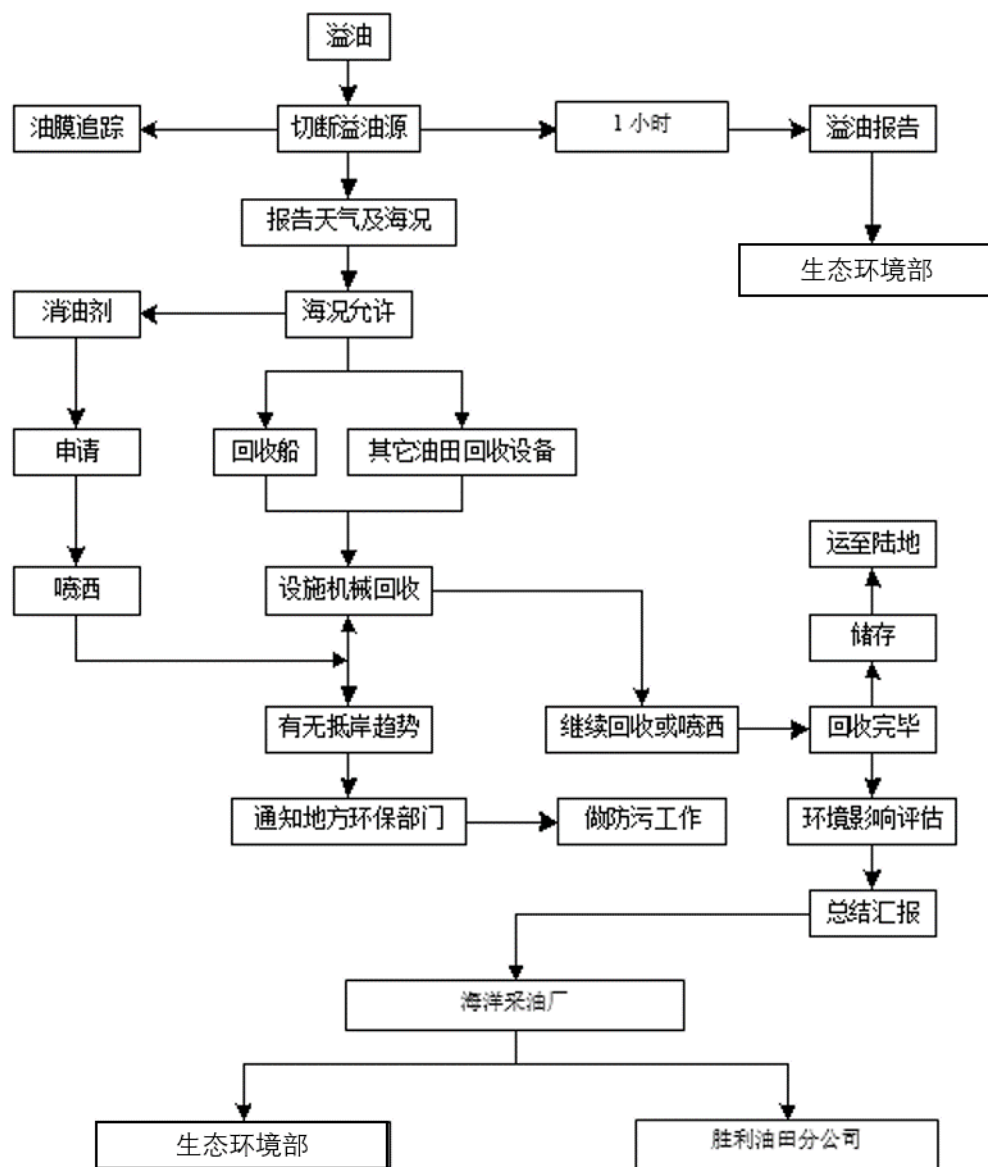


图 7.3-12 溢油事故应急反应程序

发生溢油事故后应及时启动本油田应急计划，由胜利油田分公司根据溢油规模启动相应级别的应急预案，埕岛油田海上石油开发工程作业者将严格按照上述要求执行。

(5) 海上溢油的处理

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

海上溢油的处理效果除了由溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢油时，应迅速分析判断溢油的性质组分等，然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当调用合适的应急力量参与应急反应行动。

①围栏法

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

正规的围油栏在构造上分为浮体、垂帘和重物三部分。浮体部分浮在水面，防止浮油越过；垂帘位于浮体下面，形成围栏，防止油从下面溢走；重物垂在垂帘下而，使其保持垂直稳定。在较平静的水域正确使用围油栏，能够有效地防止浮油进一步扩散。但在有波浪的情况下，当浪头涌起的时候，浮油可能被冲过围油栏，使收集在围油栏同的浮油被冲走，当风浪很大时，用锚定位的围油栏常常会没入水中。不管何种形式的围油栏，都要靠机械方法来回收栏内的浮油，且最终回收的油水，都需采取进一步分离措施并且要防止产生火灾或爆炸的危险。

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

A 两船拖带之“J”型

需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200m~400m。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20m~40m，撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10m~20m），以便于撇油器或其他回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向辅拖船发出指令，辅拖船应注意随时与主拖船保持良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。

B 两船拖带之“U”型

U 形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

②吸附法

回收水面浮油，主要采用吸油性能良好的亲油材料。制作吸油材料的原料有高分子材料，无机材料和纤维。对于聚合物用的比较多的是由聚丙烯或聚亚安酯做的人工合成吸收剂。它的抗水性能和亲油性能都很好，但是最大的缺点是用后不能生物降解。作为溢油清洁物质，很多天然吸收剂，如棉花、羊毛、乳草属植物、木丝绵和麦秆等，都已广泛被研究。比起人工吸收剂，这些天然材料都有很好的吸收能力，但是它们也会吸收水分，这在海洋油污染使用上是一个缺陷。

胜利油田按照不同溢油种类、海域、岸滩环境等特点分别可采取下列溢油处理方式：

A 柴油、机油

由于柴油和机油的轻质性质，对它们的有效回收困难更大，但是可以充分利用其易于自然挥发和自然降解的物理特性，在最终确定难以再实施机械回收时最好令其自然挥发和自然降解，还可以利用船只穿行其间加速其挥发和降解。若使用溢油分散剂，则应采用经检验合格的消油剂。

B 原油

对原油的回收以机械回收为主，届时回收船或其他油田的溢油回收设备可被动员到溢油现场，所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定，并就现有设备的有效使用，溢油回收现场责任人应随时保持与胜利油田分公司海洋采油厂溢油应急指挥中心的联系。当天气和海况不允许使用机械回收的方法收油，或机械回收完毕后仍有剩余残油时，可考虑采用化学方法处理，即利用经检验合格的消油剂。

（6）泄漏应对补充措施

①通过二维扫测声呐等水下实时定位技术，指导潜水员快速找到海管等损伤点。

②引进“纤维带封堵”实现泄漏点的快速封堵。

③采用水下高压卡具安装工艺实现对管线裂缝的永久性修复。

④采用机械连接器与旋转法兰组合，实现对海管等断裂处的有效修复，确保海底管道泄漏应急处置快速有效。

7.3.4.3.3 溢油应急物资及应急演练

中国石化胜利油田分公司海洋采油厂编制报送的《埕岛油田海洋石油开发生产溢油

应急计划》，于 2022 年 12 月取得生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记。溢油应急计划中所列的溢油应急设备及溢油分散剂均存放在各个平台及库房内，且状态良好，消油剂和吸油毡均在有效期内。溢油应急设备数量见表 7.3-1，溢油应急演练照片见图 7.3-13。

表 7.3-1 埕岛油田溢油应急物资表

配置地点	物资名称	型号	主要参数及性能	数量
开发三号平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	100kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1台
中心一号平台	围油栏	GW900	水上高 320mm，水下深 460mm，每节长度 20m，抗拉力 50kN，节重量 130kg；	250m
	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	300kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	3t
	消油剂喷洒器	PSD40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	2台
中心二号平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	100kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	2.4t
	消油剂喷洒器	PSC40/PSD40	流量：40L/min，喷枪水平射程：≥8m，转速 780r/min，吸程：≤3m，功率：4kW，喷射压力：1MPa~3MPa	2台
中心三号平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	300kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	4t
	消油剂喷洒器	PSC40	流量：40L/min，喷枪水平射程：≥8m，喷射压力：1MPa~3MPa	2台
	吸油拖栏	吸油拖栏	/	400m
CB6F 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	100kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t

配置地点	物资名称	型号	主要参数及性能	数量
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
CB6G 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
SH201 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
CB1G 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSD40	流量：40L/min，喷枪水平射程：≥8m，转速 780r/min，吸程：≤3m，功率：4kW，喷射压力：1MPa~3MPa	1 台
CB20C 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	流量：40L/min，喷枪水平射程：≥8m，转速 780r/min，吸程：≤3m，功率：4kW，喷射压力：1MPa~3MPa	1 台
CB251G 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB18/8 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	流量：40L/min，喷枪水平射程：≥8m，转速 780r/min，吸程：≤3m，功率：4kW，喷射压力：1MPa~3MPa	1 台
CB25G 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	流量：40L/min，喷枪水平射程：≥8m，转速 780r/min，吸程：≤3m，功率：4kW，喷射压力：1MPa~3MPa	1 台
CB30A	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用	10

配置地点	物资名称	型号	主要参数及性能	数量
平台			温度 120℃ 以下	0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
CB32A 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
KD481 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
CB1F 平 台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
CB22F 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	D40PS	流量：40L/min，喷枪水平射程：≥8m，喷射压力：1MPa~3MPa	1 台
CB4D 平 台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂 喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1 台
CB4E 平 台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	10 0kg
	消油剂	GB1818	/	1t

配置地点	物资名称	型号	主要参数及性能	数量
		8.1		
	消油剂喷洒器	PSC40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1台
CB11N 平台	吸油毡	PP-2	亲油疏水，吸油量可达自重的 10 倍，熔点 165~170℃，使用温度 120℃ 以下	100kg
	消油剂	GB1818 8.1	/	1t
	消油剂喷洒器	PSD40	最大喷洒速率：40L/min，喷射压力：1MPa~3MPa，喷枪水平射程：大于 8m	1台

采油厂编制总体应急预案 1 项，灾害性事件（风暴潮、冰冻）等专项预案 19 项。根据油田统一安排，修订完善了 148 个岗位的应急处置卡。定期组织开展消防、逃生、井控、管道泄漏等应急演练；强化岗位夜间应急处置及岗位联动，利用仿真练兵场开展模拟演练，强化岗位“一分钟处置”。

完善 37 类防汛防风暴潮物资、15 类溢油应急物资储备；强化应急抢险及专业应急队伍建设。按照各项应急预案应急处置流程，确保海上突发事件的快速处置。

采油厂定期组织开展溢油、防风暴潮等专项演练以及大型综合演练，不断提高对突发事件的应急处理能力。依据《海洋采油厂突发环境事件应急管理细则》，年初制定年度应急演练计划，采油厂和三级单位每季度至少组织一次演练，主要生产单位的各班站每月度至少组织一次环境应急现场处置方案演练。深入实施应急能力提升工程：

- （1）建设“体系完备，准备充分，反应迅速”，操作程序化、表单化的应急处置体系；
- （2）运用视频监控、无人机、溢油雷达、平台监控等多种手段，提升海面溢油监控能力；
- （3）应用水下成像技术，及时识别海管运行状况及存在的风险；
- （4）应用吸油海绵等手段，提升采油厂处置小型溢油事件的能力。





图 7.3-13 溢油应急演练照片

7.3.5 清洁生产及节能减排措施

清洁生产措施：采用了先进的生产技术和工艺；采用了高效节能设备；采用了先进自控系统进行自动控制，防止人为的误操作；管道设清管装置，定期进行清管，减少输送介质压力损失，提高管道输送效率；建立和实施完善的管理规章制度，规范生产和作业活动。

7.3.5.1 建设阶段清洁生产措施

（1）钻井作业过程中，选择了无毒的环保型天然聚合物水基钻井液，减少了油基钻井液的使用，减少了对环境污染。

（2）钻井作业过程中，钻井液循环使用。加强钻井过程管理，减少了钻井液的使用量，减少了钻井废弃钻井液排放量。

（3）施工作业时尽量缩短了工期、合理选择了施工时间，采用了减少对海底沉积物与底栖生物损失的施工方法，降低对周围海域环境的影响。

（4）施工过程中产生的生活垃圾、生产垃圾、钻屑和泥浆、船舶机舱含油污水等没有排入海中；其中生活污水、生活垃圾和船舶机舱含油污水全部运回陆

地，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理；非含油钻屑和泥浆收集后运回陆地由胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司统一处理/处置；含油钻屑收集后运回陆地交由山东天中环保有限公司统一处理/处置；生产垃圾收集后运回陆地由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理。

（5）对于钻井、安装及外输作业，制定了严格的安全环保作业规程，并严格遵守。

7.3.5.2 生产阶段清洁生产措施

（1）持续优化系统运行参数、设备运行/处理效率，将清洁生产、节能降耗的原则落到实处。

（2）油气生产所需能源全部采用清洁能源—电能，电能由原有的陆上终端供应，省去了海上平台自建发电机组，避免了由于海上平台空间有限，发电机组环保设施简单而增加的环境污染。

（3）本项目生产过程中采用自动化控制程度较高的工艺流程，所选用的油气水分离及采出水处理技术和设备均为在国内外较为先进和成熟的技术和设备，并在渤海多个油田开发过程中已有成功的应用。在原油生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，出油管线和生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免了带压流体的跑、冒、滴、漏。

（4）生产过程全部采用自动化控制，在中心平台设有控制室，对整个生产过程实行自动化控制。生产工艺参数在控制室中一目了然，保证清洁生产的顺利实现。

（5）生产过程中产生的生活垃圾和生产垃圾禁止排入海中，分类收集后运回陆地处理；其中生活垃圾由中国石化集团胜利石油管理局有限公司机关管理服务中心接收处理；生产垃圾分类收集运回陆地，其中危险废物交由山东康明环保有限公司处理；其余的一般生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理。

（6）日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

综上，本期项目已落实了环境影响报告书及其批复对本项目提出的环境保护措施，有效的降低了项目对环境的不利影响。

8 质量控制结果

依据《海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测技术规程》制定了该项目的质量保证与控制方案。

8.1 质控措施

(1) 检测人员：检测人员均经培训，并按照检测人员持证上岗考核制度要求持证上岗；

(2) 仪器校准：本项目所用仪器均按年度仪器设备送检校准计划送检，并在合格期内使用；

(3) 验收监测应严格按照验收监测方案进行，并对验收监测期间发生的各种异常情况进行详细记录，对未能按方案进行现场采样和监测的原因应予详细说明；

(4) 空白样检查：本项目海水中氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉设置空白样，样品编号后加（KB），空白检测数据小于检出限，则判定为合格；

(5) 平行样检查：本项目海水中化学需氧量、氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标设置平行样，平行样测定结果符合标准要求则判定合格；

(6) 自控质控样品配制：检测人员用国家标准物质中心等单位购买的有证标准溶液，配制标准曲线的中间点或加标作为自控质控样品，检测结果由分析人员自行判定。化学需氧量指标设置明控样品，用在国家标准物质中心等单位购买的有证标准样品作为明控，样品编号 2024416，检测值应在证书规定的不确定度范围内，检测结果由分析人员自行判定；

(7) 有证物质现场加标：本项目海水中化学需氧量、氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标均设置现场加标样品，加标样品样品编号为 GH170SZ103、GH170SZ106，其加标回收率在 80%~120%之间，则判定合格；

(8) 有证物质实验室加标：本项目海水中氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标均设置实验室加标样品，其加标回收率在 80%~120%之间，则判定合格。

验收监测的采样记录及分析、平行样分析结果，按有关标准和监测技术规范要求进行数据处理和填报，监测数据与监测报告执行三级审核制度，检测记录均由两个持上岗证的人员签字。

8.2 质控结果

- (1) 参加验收监测的人员，均持有相关证书；
- (2) 监测与检验仪器均过检定、校准或自校，并在有效期内；
- (3) 验收监测按照验收监测方案进行；
- (4) 空白样检查：本项目海水中氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉设置空白样，空白检测数据均小于检出限，判定为合格；
- (5) 平行样检查：本项目海水中化学需氧量、氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标设置平行样，平行样测定结果符合标准要求，判定为合格；
- (6) 自控质控样品配制：检测人员用国家标准物质中心等单位购买的有证标准溶液，配制标准曲线的中间点或加标作为自控质控样品，检测结果为合格。化学需氧量指标设置明控样品，用在国家标准物质中心等单位购买的有证标准样品作为明控，样品编号 2024416，检测结果为合格；
- (7) 有证物质现场加标：本项目海水中化学需氧量、氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标均设置现场加标样品，加标样品样品编号为 GH170SZ103、GH170SZ106，其加标回收率在 88%~105%之间，判定为合格；
- (8) 有证物质实验室加标：本项目海水中氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标均设置实验室加标样品，其加标回收率在 85%~102.5%之间，判定为合格。

验收监测的采样记录及分析、平行样分析结果，按有关标准和监测技术规范要求进行数据处理和填报，监测数据与监测报告执行三级审核制度，检测记录均由两个持上岗证的人员签字。质量控制结果达到预期。

表 8.2-1 质控项目结果

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标回收率 (%)	平行样均值	结论
1	2025. 3. 23	镉(μg/L) 平行样	GH170SZ101	ND	/	/	/	2.34	合格
			GH170SZ102	ND					
2	2025. 3. 23	镉(μg/L) 平行样	GH170SZ104	0.02	/	/	/	0.02	合格
			GH170SZ105	0.02					
3	2025. 3. 23	镉(μg/L) 全程序空白	检出限	0.01	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123(KB)	ND					

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标回收率 (%)	平行样均值	结论
			)						
4	2025. 3. 23	镉(μg/L)全程序空白	检出限	0.01	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124(KB)	ND					
5	2025. 3. 23	镉(μg/L)现场加标 1	GH170SZ101	ND	/	0.60	93.3	/	合格
			GH170SZ103	0.56					
6	2025. 3. 23	镉(μg/L)现场加标 2	GH170SZ105	0.02	/	0.60	88.3	/	合格
			GH170SZ106	0.55					
7	2025. 3. 23	镉(μg/L)实验室加标 1	GH170SZ101	ND	/	0.60	96.3	/	合格
			GH170SZ101-1	0.578					
8	2025. 3. 23	镉(μg/L)实验室加标 2	GH170SZ105	0.02	/	0.60	92.0	/	合格
			GH170SZ105-1	0.552					
9	2025. 3. 23	镉(%)加标回收率	现场加标 1	93.3	1.6	/	/	/	合格
			实验室加标 1	96.3					
10	2025. 3. 23	镉(%)加标回收率	现场加标 2	88.3	2.1	/	/	/	合格
			实验室加标 2	92.0					
11	2025. 3. 23	汞(μg/L)平行样	GH170SZ101	0.038	8.6	/	/	0.035	合格
			GH170SZ102	0.032					
12	2025. 3. 23	汞(μg/L)平行样	GH170SZ104	0.031	12.7	/	/	0.028	合格
			GH170SZ105	0.024					
13	2025. 3. 23	汞(μg/L)全程序空白	检出限	0.007	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123(KB)	ND					
14	2025. 3. 23	汞(μg/L)全程序空白	检出限	0.007	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124(KB)	ND					
15	2025. 3. 23	汞(μg/L)现场加标 1	GH170SZ101	0.038	/	0.05	104.0	/	合格
			GH170SZ103	0.090					

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标回收率 (%)	平行样均值	结论
16	2025. 3. 23	汞 (μg/L) 现场加标 2	GH170SZ105	0.024	/	0.05	88.0	/	合格
			GH170SZ106	0.068					
17	2025. 3. 23	汞 (μg/L) 实验室加标 1	GH170SZ101	0.038	/	0.05	90.0	/	合格
			GH170SZ101-1	0.083					
18	2025. 3. 23	汞 (μg/L) 实验室加标 2	GH170SZ104	0.031	/	0.05	102.0	/	合格
			GH170SZ104-1	0.082					
19	2025. 3. 23	汞 (%) 加标回收率	现场加标 1	104.0	7.2	/	/	/	合格
			实验室加标 1	90.0					
20	2025. 3. 23	汞 (%) 加标回收率	现场加标 2	88.0	7.4	/	/	/	合格
			实验室加标 2	102.0					
21	2025. 3. 23	氨 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.008	5.9	/	/	0.008	合格
			GH170SZ102	0.009					
22	2025. 3. 23	氨 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.010	/	/	/	0.010	合格
			GH170SZ105	0.010					
23	2025. 3. 23	氨 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123 (KB)	ND					
24	2025. 3. 23	氨 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
25	2025. 3. 23	氨 (mg/L) 现场加标 1	GH170SZ101	0.008	/	0.04	97.5	/	合格
			GH170SZ103	0.047					
26	2025. 3. 23	氨 (mg/L) 现场加标 2	GH170SZ105	0.010	/	0.04	95.0	/	合格
			GH170SZ106	0.048					
27	2025. 3. 23	氨 (mg/L) 实验室加标 1	GH170SZ101	0.008	/	0.04	102.5	/	合格
			GH170SZ101-1	0.049					
28	2025. 3.	氨 (mg/L)	GH170SZ105	0.010	/	0.0	97.5	/	合

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标回收率 (%)	平行样均值	结论
	23	实验室加标 2	GH170SZ105-1	0.049		4			合格
29	2025. 3. 23	氨 (%) 加标回收率	现场加标 1	97.5	2.5	/	/	/	合格
			实验室加标 1	102.5					
30	2025. 3. 23	氨 (%) 加标回收率	现场加标 2	95.0	1.3	/	/	/	合格
			实验室加标 2	97.5					
31	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.007	/	/	/	0.007	合格
			GH170SZ102	0.007					
32	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.021	2.3	/	/	0.022	合格
			GH170SZ105	0.022					
33	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123 (KB)	ND					
34	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
35	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 现场加标 1	GH170SZ101	0.007	/	0.02	90.0	/	合格
			GH170SZ103	0.025					
36	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 现场加标 2	GH170SZ105	0.022	/	0.02	90.0	/	合格
			GH170SZ106	0.040					
37	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 实验室加标 1	GH170SZ101	0.007	/	0.02	85.0	/	合格
			GH170SZ101-1	0.024					
38	2025. 3. 23	无机磷 (mg/L) 实验室加标 2	GH170SZ105	0.022	/	0.02	90.0	/	合格
			GH170SZ105-1	0.040					
39	2025. 3.	无机磷	现场加标 1	90.0	2.9	/	/	/	合

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对 偏差 (%)	加 标 量	加标 回收 率 (%)	平行 样 均值	结 论
			(%) 加标回收率	实验室加标 1					
40	2025. 3. 23	无机磷 (%)加标 回收率	现场加标 2	90.0	/	/	/	/	合格
			实验室加标 2	90.0					
41	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.004	/	/	/	0.004	合格
			GH170SZ102	0.004					
42	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.004	/	/	/	0.004	合格
			GH170SZ105	0.004					
43	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 全程序空 白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123 (KB)	ND					
44	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 全程序空 白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
45	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 现场加标 1	GH170SZ101	0.004	/	0.0 4	92.5	/	合格
			GH170SZ103	0.041					
46	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 现场加标 2	GH170SZ105	0.004	/	0.0 4	90.0	/	合格
			GH170SZ106	0.040					
47	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 实验室加 标 1	GH170SZ101	0.004	/	0.0 4	95.0	/	合格
			GH170SZ101-1	0.042					
48	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 实验室加 标 2	GH170SZ105	0.004	/	0.0 4	97.5	/	合格
			GH170SZ105-1	0.043					
49	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (%) 加标回收	现场加标 1	92.5	1.3	/	/	/	合格
			实验室加标 1	95.0					

序号	日期	开展项目 率	内容	结果	相对 偏差 (%)	加 标 量	加标 回收 率 (%)	平行 样 均值	结 论
50	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (%) 加标回收 率	现场加标 2	90.0	4.0	/	/	/	合 格
			实验室加标 2	97.5					
51	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.382	0.8	/	/	0.385	合 格
			GH170SZ102	0.388					
52	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.133	8.1	/	/	0.123	合 格
			GH170SZ105	0.113					
53	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L)全 程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合 格
			GH170SZ123(KB)	ND					
54	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 全程序空 白	检出限	/	/	/	/	/	合 格
			GH170SZ124(KB)	ND					
55	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 现场加标 1	GH170SZ101	0.382	/	0.0 4	105. 0	/	合 格
			GH170SZ103	0.424					
56	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 现场加标 2	GH170SZ105	0.113	/	0.0 4	97.5	/	合 格
			GH170SZ106	0.152					
57	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 实验室加 标 1	GH170SZ101	0.382	/	0.0 4	90.0	/	合 格
			GH170SZ101-1	0.418					
58	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 实验室加 标 2	GH170SZ105	0.113	/	0.0 4	92.5	/	合 格
			GH170SZ105-1	0.150					
59	2025. 3. 23	硝酸盐 (%) 加标回收 率	现场加标 1	105.0	7.7	/	/	/	合 格
			实验室加标 1	90.0					

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标回收率 (%)	平行样均值	结论
60	2025. 3. 23	硝酸盐 (%) 加标回收率	现场加标 2	97. 5	2. 6	/	/	/	合格
			实验室加标 2	92. 5					
61	2025. 3. 23	化学需氧量 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0. 94	2. 1	/	/	0. 96	合格
			GH170SZ102	0. 98					
62	2025. 3. 23	化学需氧量 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	1. 00	/	/	/	1. 00	合格
			GH170SZ105	1. 00					
63	2025. 3. 23	化学需氧量 (mg/L) 现场加标 1	GH170SZ101	0. 94	/	0. 4 0	92. 5	/	合格
			GH170SZ103	1. 31					
64	2025. 3. 23	化学需氧量 (mg/L) 现场加标 2	GH170SZ105	1. 00	/	0. 4 0	95. 0	/	合格
			GH170SZ106	1. 38					
		以下空白							
计算公式：相对偏差= A-B /A+B×100% 加标回收率=(加标后-加标前)/加标量×100% 平行样均值=(A+B)/2									

9 验收监测回顾性分析

9.1 污染物排放达标监测回顾

9.1.1 生产水监测回顾

2021 年 9 月 24 日至 9 月 26 日，山东蓝普检测技术有限公司对中心二号平台生产水处理设施出口水质进行监测（报告编号 LP 检字（2021）H660），中心二号平台的生产水含油量为 19mg/L~27mg/L，满足回注要求（30mg/L）。中心三号平台含油生产水处理装置出口的日常监测数据表明中心三号平台的生产水含油量为 16.00mg/L~22.69mg/L，满足回注要求（30mg/L）。生产水处理系统采样分析结果见表 9.1-1。

表 9.1-1 平台生产水监测结果含油量（mg/L）

采样日期	中心二号平台生产水处理设施		
	出口	标准限制	是否达标
2021. 9. 24	20	30	是
	20	30	是
	23	30	是
	20	30	是
2021. 9. 25	23	30	是
	20	30	是
	22	30	是
	24	30	是
2021. 9. 26	19	30	是
	26	30	是
	27	30	是
	22	30	是
采样日期	中心三号平台生产水处理设施		
	出口	标准限制	是否达标
2022. 7. 17	20.69	30	是
2022. 7. 24	22.51	30	是
2022. 7. 29	22.50	30	是
2022. 7. 30	16.00	30	是

9.1.2 生活污水监测回顾

根据 2015 年 7 月对 CB30A 平台生活污水的检测，报告编号 Q/YTJC（2015）No. 013，CB30A 平台的生活污水 COD 浓度在 38.0mg/L~100.0mg/L 之间；根据 2014 年 3 月对中心三号平台生活污水的检测，报告编号 Q/YTJC（2014）No. 005，中心三号平台的生活污水 COD 浓度在 10.5mg/L~41.2mg/L 之间；根据 2020 年 9

月对中心二号平台生活污水的检测，报告编号 LP 检字（2020）H275，中心二号平台的生活污水 COD 浓度为 28mg/L~36mg/L；根据 2015 年 7 月对 CB20C 平台和 CB22F 平台生活污水的检测，报告编号 Q/YTJC（2015）No.012，CB20C 平台的生活污水 COD 浓度在 42.0mg/L~66.0mg/L 之间，CB22F 平台的生活污水 COD 浓度在 28.0mg/L~84.0mg/L 之间；各平台生活污水均符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中一级标准（300mg/L）的要求。

表 9.1-2 平台生活污水监测结果

采样地点	采样时间	COD（mg/L）
CB30A 平台生活污水处理装置出口	2015 年 7 月 7 日	46.0
	2015 年 7 月 7 日	52.0
	2015 年 7 月 7 日	63.2
	2015 年 7 月 8 日	100.0
	2015 年 7 月 8 日	82.0
	2015 年 7 月 8 日	56.0
	2015 年 7 月 8 日	60.0
	2015 年 7 月 9 日	70.0
	2015 年 7 月 9 日	94.0
	2015 年 7 月 9 日	38.0
	2015 年 7 月 9 日	62.0
	2015 年 7 月 10 日	80.0
中心三号平台生活污水处理装置出口	2014 年 3 月 25 日	10.5
	2014 年 3 月 25 日	17.1
	2014 年 3 月 26 日	15.1
	2014 年 3 月 26 日	20.7
	2014 年 3 月 26 日	24.6
	2014 年 3 月 26 日	20.7
	2014 年 3 月 27 日	17.5
	2014 年 3 月 27 日	14.9
	2014 年 3 月 27 日	14.5
	2014 年 3 月 27 日	23.1
	2014 年 3 月 28 日	17.7
	2014 年 3 月 28 日	12.7
	2014 年 3 月 28 日	41.2
中心二号平台生活污水处理装置出口	2020 年 9 月 17 日	31
	2020 年 9 月 17 日	28
	2020 年 9 月 17 日	33
	2020 年 9 月 17 日	30
	2020 年 9 月 18 日	36
	2020 年 9 月 18 日	32
	2020 年 9 月 18 日	33

	2020 年 9 月 18 日	35
	2020 年 9 月 19 日	35
	2020 年 9 月 19 日	33
	2020 年 9 月 19 日	31
	2020 年 9 月 19 日	34
CB20C 生活污水处理装置出口	2015 年 7 月 7 日	52.0
	2015 年 7 月 7 日	46.0
	2015 年 7 月 8 日	66.0
	2015 年 7 月 8 日	64.0
	2015 年 7 月 8 日	48.8
	2015 年 7 月 8 日	48.0
	2015 年 7 月 9 日	42.0
	2015 年 7 月 9 日	47.2
	2015 年 7 月 9 日	64.0
	2015 年 7 月 9 日	55.2
	2015 年 7 月 10 日	50.0
	2015 年 7 月 10 日	35.2
	2015 年 7 月 10 日	52.0
CB22F 生活污水处理装置出口	2015 年 7 月 7 日	56.0
	2015 年 7 月 7 日	52.8
	2015 年 7 月 8 日	51.2
	2015 年 7 月 8 日	52.0
	2015 年 7 月 8 日	70.0
	2015 年 7 月 8 日	67.2
	2015 年 7 月 9 日	59.2
	2015 年 7 月 9 日	44.0
	2015 年 7 月 9 日	80.8
	2015 年 7 月 9 日	63.2
	2015 年 7 月 10 日	84.0
	2015 年 7 月 10 日	28.0
	2015 年 7 月 10 日	56.0

9.1.3 固体垃圾监测回顾

在中心平台和井口平台上分别设有垃圾回收箱。对生活垃圾和工业固体废弃物分类回收，运回陆地，交给有资质的固体废弃物处理承包商进行处理。

海洋采油厂与相关废弃物运输与接收单位签订长期有效的协议，并对施工单位自行处置情况进行监管，确保垃圾得到合规处置，并留存相关的垃圾处理记录。

监测期间，平台垃圾回收系统运行正常，各类垃圾均能按要求分类回收存放，未发现随意丢弃垃圾情况，周围海域也未发现平台遗弃的垃圾。

9.2 海水环境质量监测结果回顾

根据 2014 年 3 月对中心三号平台所在海域水质的检测，报告编号 Q/YTJC (2014) No. 005，中心三号平台所在海域主要污染物为无机氮，其它监测项目未超标，导致无机氮超标的主要原因仍为陆源排污所致，与本油田工程开发无直接关系。根据 2015 年 7 月对 CB30A 平台所在海域水质的检测，报告编号 Q/YTJC(2015) No. 013，CB30A 平台所在海域调查站位表、底层水质全部符合二类海水水质标准，监测结果表明监测海域水质状况良好，表明该区块海洋石油勘探开发活动未对该海域环境质量状况产生明显影响。根据 2015 年 7 月对 CB20C 平台和 CB22F 平台所在海域水质的检测，报告编号 Q/YTJC (2015) No. 012，CB20C 平台和 CB22F 平台所在海域调查站位表、底层水质全部符合二类海水水质标准，监测结果表明监测海域水质状况良好，表明该区块海洋石油勘探开发活动未对该海域环境质量状况产生明显影响。根据 2021 年 5 月《胜利油田 2021 年海洋环境外业调查项目》，中心二号平台周边海域调查站位表、底层水质符合四类海水水质标准。监测结果表明项目周边海域水质状况良好，该区块海洋石油勘探开发活动未对该海域环境质量状况产生明显影响。

9.3 监测结果对比分析

9.3.1 生产水监测对比

2021 年 9 月 24 日至 9 月 26 日中心二号平台生产水处理设施出口生产水含油量为 19mg/L~27mg/L。本期项目环保设施竣工验收监测期间，2025 年 3 月 19 日至 3 月 21 日中心二号平台的生产水含油量为 11.20mg/L~15.10mg/L。

中心三号平台含油生产水处理装置出口的日常监测数据表明中心三号平台的生产水含油量为 16.00mg/L~22.69mg/L，本期项目环保设施竣工验收监测期间，2025 年 3 月 19 日至 3 月 21 日中心三号平台的生产水含油量为 8.41mg/L~11.20mg/L。

综上，两次验收监测中心二号平台及中心三号平台生产水经处理后含油量均满足回注要求（30mg/L）。

9.3.2 生活污水监测对比

本项目改造平台定员不增加，平台的生活污水经现有生活污水处理系统处理后进入生产系统，经生产水处理系统处理后回注地层，没有外排。本项目没有新增生活污水处理设施，没有进行生活污水监测。

9.3.3 固体垃圾监测对比

两次验收监测期间，平台垃圾回收系统运行正常，各类垃圾均能按要求分类回收存放，均未发现随意丢弃垃圾情况，周围海域也未发现平台遗弃的垃圾。

9.3.4 海水环境质量监测对比

根据 2015 年 7 月监测结果与 2025 年 3 月监测结果对比分析可知，CB30A 平台周边海域水质变化不大，监测结果表明项目周边海域水质状况良好，该区块海洋石油勘探开发活动未对该海域环境质量状况产生明显影响。

10 验收监测结论、问题与建议

10.1 结论

10.1.1 工程概况

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程为分期建设项目，本次验收的项目内容为第一期项目，本期项目内容包含中心二号平台改造、中心三号平台改造、CB20C 平台改造、CB22F 平台改造、新建 CB30A 扩井口平台并新钻 1 口油井(CB30A-9)。

根据实际建设情况，本项目 5 座平台改造发生的变动为：中心二号平台采出水的处理能力由 $18720\text{m}^3/\text{d}$ 调整为 $14880\text{m}^3/\text{d}$ ；CB20C 平台采出液的处理能力由 $2500\text{m}^3/\text{d}$ 调整为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水的处理能力由 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 调整为 $2300\text{m}^3/\text{d}$ ；CB30A 扩井口平台 1 口油井未建设。本项目工程变动情况未构成重大变动。

10.1.2 环境管理调查结论

胜利油田分公司海洋采油厂于 2021 年 1 月委托胜利油田检测评价研究有限公司对埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程编制环境影响评价文件，2022 年 2 月上报生态环境部。2022 年 5 月 10 日取得生态环境部《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复》（批复文号为环审[2022]52 号）。

海洋采油厂制定了完善的 HSE 体系，环境保护档案完善，认真落实安全环保教育培训制度，能够按照环评要求、环评批复意见及“三同时”审批意见落实各项控制措施及环保政策，严格执行污染物总量控制目标，定期送检样品。

现场调查，各种流量计量装置、监测孔、各类管汇、各种堆存场及危险敏感区域均已设立或悬挂相应标志。

胜利油田分公司海洋采油厂编制报送的《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于 2022 年 12 月 3 日取得生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表。溢油应急计划中所列的溢油应急设备及溢油分散剂均按要求配备到位，并定期开展溢油应急演练。

从工艺、制度、材料、设备等多方面采取措施促进清洁生产。通过生产水回注地层等措施达到节能减排目的。工程自试运行以来未发生海洋污染事故。

10.1.3 监测结论

(1) 本项目改造平台定员不增加，平台的生活污水经现有生活污水处理系统处理后进入生产系统，经生产水处理系统处理后回注地层，没有外排。

(2) 中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台进行了生产水处理系统改造；各平台的生产水含油量符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)的相关标准要求，生产水处理设施稳定运行。

(3) 固体废物

固体垃圾生活垃圾及工业固体废物全部分类运回陆地，委托有处理资质的单位进行处理。

(4) 总量控制

本项目无受控污染物因子，不涉及总量申请。

(5) 平台周围海域环境监测

平台周围海水中各项监测因子均符合平台所在海域海洋功能区划相应海水水质标准的要求。

10.1.4 验收结论

(1) 中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台进行了生产水处理系统改造，生产水处理设施稳定运行，能够负担起生产水的处理任务。

(2) 生活垃圾、工业垃圾分类存放，全部陆地处理，处理方式得当。

(3) 平台采取了切实可行的清洁生产措施，严密控制污染物的产生及排放过程。污染物排放总量控制得当。

(4) 平台配备了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》中相应的溢油应急设备，定期进行溢油应急演练。

(5) 平台周围海域的环境监测表明海水环境整体良好。

综合各方面，本项目环保设施满足“三同时”要求，运转正常，各项环保措施实施得当，本项目工程变动情况未构成重大变动，基本满足海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收要求。

10.2 问题与建议

(1) 定期组织工作人员进行溢油应急演练，及时修订海洋油气污染应急预案。

(2) 加强对油田作业人员的环保安全教育，特别是要加强油田承包商等短期工作

人员的安全环保意识。建议增加登临平台后环保方面的教育录像学习内容，并定期对平台工作人员进行环保知识教育。

11 附件

11.1 附件 1 委托书

建设项目竣工环境保护验收委托书

山东蓝普检测技术有限公司：

兹委托贵公司对我单位埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）开展竣工环境保护验收工作，并出具竣工环境保护验收监测报告。

特此委托。

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

2025 年 1 月 21 日

11.2 附件 2 生态环境部关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复

中华人民共和国生态环境部

环审〔2022〕52号

关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设 （一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复

中国石化股份公司胜利油田分公司：

你公司《关于报批埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的请示》（胜利公司发〔2021〕101号）收悉。经研究，批复如下。

一、该工程新建2座有人值守采油平台（CB15、CB371），新增52口井（其中油井34口，注水井17口，水源井1口），预留井槽24个；改扩建1座采油平台（CB30A平台），外扩九井式平台，新增2口油井，预留井槽7个，同时在该平台上扩建二

— 1 —

层，新增生产物流、生产水处理装置；已建 CB22F、CB25G、CB11N、CB1G 平台开展采油先导实验项目，平台新增投料间等配注设施；已建 CB20C 平台新增 1 套生产水处理装置；对已建中心一号、二号、三号平台生产水处理装置进行提标改造；新建海底输油管线 7 条，总长度约 34.0 公里；新建海底输气管道 1 条，长度约 11.0 公里；新建海底注水管线 8 条，总长度约 16.8 公里；新建海底电缆 7 条，总长度约 24.3 公里等。在全面落实报告书提出的各项生态环境保护措施后，该工程可以满足国家海洋生态环境保护相关法律法规和标准的要求，我部同意批准该环境影响报告书。

二、工程建设和运营期间，应严格落实报告书中的污染防治、环境保护和风险防范措施，并重点做好以下工作。

（一）严格落实报告中污染物处理措施。非油层水基钻井液和钻屑运回陆地处理，含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。船舶生活污水经处理达标后于距岸 3 海里外海域排放。运营期含油生产水、生活污水处理达标后全部回注地层。生活垃圾及生产垃圾均分类收集后运回陆地处理。

（二）严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备

安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。

（三）加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。

（四）加强注水、注聚作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在回注过程中加强实时监测，杜绝超注超压。

（五）切实落实环境风险防范措施。修改完善埕岛油田溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并按照规定及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。

（六）切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，施工应避开毛虾产卵盛期（6月）；CB371、CB30A平台及配套管缆施工应避开花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5月—6月、10月）；登陆海管陆上铺设时应避开东方白鹳繁殖期（2月底至7月中

旬)、鹤类迁徙和越冬期(11月至翌年3月)最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

三、海河北海局负责工程生态环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起30个工作日内将经批准的报告书送海河北海局。



(此件社会公开)

抄 送：自然资源部、交通运输部、农业农村部，中央军委后勤保障部，中国海警局，海河流域北海海域生态环境监督管理局，环境工程评估中心。

生态环境部办公厅

2022年5月10日印发



11.3 附件 3 竣工日期及调试日期公示截图





社会责任

油田是我家

首页 >> 社会责任 >> 环境保护信息公开

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）环境保护设施调试日期公示

1. 建设地点：山东省东营市埕岛油田海域。

2. 主要建设内容：埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程第一期工程包括中心二号平台新建分离器、更新加药装置、更新改造水力旋流分离器等，实现油气工艺和采出水处理系统的改造；中心三号平台新增分离器、撇油器、气浮装置等，实现油气工艺和采出水工艺的改造；CB20C平台新建高效分水撬块及高效水处理撬块等，实现平台的就地分水、水处理等；CB22F平台开展三次采油改造，新增配注设备及配套设施等；CB30A扩井口平台，新钻1口油井（CB30A-9）。

3. 根据《中华人民共和国海洋环境保护法》（2024年1月1日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月1日）、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017年11月20日）等有关规定，现将埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境保护设施调试日期进行公示。本项目环境保护设施调试日期为2025年3月16日~2025年9月15日。

联系人：任主任

联系电话：0546-8580923

联系地址：山东省东营市河口区仙河镇胜利油田海洋采油厂

2025年3月16日

信息来源：

2025-03-16

11.4 附件 4 环保设施检查

中国石油化工股份有限公司 海洋采油厂
胜利油田分公司 海洋采油厂安全生产(QHSE)委员会文件

胜海油 QHSE 发〔2025〕8 号

关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及 主体调整工程（第一期）通过环保设施检查的函

采油厂各单位，机关各部门：

依据《中华人民共和国海洋环境保护法》的有关规定，以及胜利油田安全环保质量管理部能源环境办公室的部署安排，2025年3月7日，海洋采油厂邀请胜利油田技术检测中心、中石化胜利海上石油工程技术检验有限公司对埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程第一期工程进行现场环保设施检查。并在中心三号平台会议室召开检查总结会，首先由海洋采油厂介绍了该项目的环评批复和现场设施建设情况，然后由安全环保质量管理部能源环境办公室对下步工作提出具体要求。现将有

- 1 -

关事宜通知如下：

一、主要建设内容

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程第一期工程主要建设内容包括：

1. 中心二号平台新建分离器、更新加药装置、更新改造水力旋流分离器等，实现油气工艺和采出水处理系统的改造；
2. 中心三号平台新增分离器、气浮装置，更换撇油器等，实现油气工艺和采出水工艺的改造；
3. CB20C 平台新建高效分水橇块及高效水处理橇块等，实现平台的就地分水、水处理等；
4. CB22F 平台开展三次采油改造，新增配注设备及配套设施等；
5. CB30A 扩井口平台，新钻 1 口油井（CB30A-9）。

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程第一期工程主要建设环境保护设施包括：中心二号平台水力旋流器改造、中心三号平台新建气浮装置、中心三号平台撇油器更换及 CB20C 平台新建高效水处理橇块。

二、环境保护设施检查情况

根据《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》、《海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测技术规程》等有关要求，油田专家对中心二号、中心三号、CB20C 平台改造涉及环保设施进行了现场检查，落实环保设施的配备、运行和现场管

理情况。

经检查，该项目环境保护设施均配备到位，运行正常，符合环境影响报告书的要求。同意埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程第一期工程投入试生产。

三、下步要求

为切实加强工程环境保护管理，海洋采油厂各相关单位和部门要认真落实以下各项环境保护措施，油田将定期进行监督管理，并将检查情况纳入考核。

1. 定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，加强对设施日常维护及巡检，防止因误操作等原因造成的油气泄漏。

2. 认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

3. 加强作业人员环保意识教育，树立风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境保护责任细化到人、落实到位。

4. 埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程为分期建设、分期验收项目，后续根据建设情况及时组织验收。

海洋采油厂安全生产（QHSE）委员会办公室

2022年3月16日



- 3 -

(此页无正文)

海洋采油厂安全生产（QHSE）委员会办公室

2025 年 3 月 10 日印发

- 4 -

11.5 附件 5 溢油应急计划备案登记表

海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

备案编号: YJBH2022018

报备单位名称	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂		
报备单位地址	山东省东营市河口区 仙河镇黑龙江路 9 号	邮政编码	257237
联系电话	0546-8580923 13854626736	传 真	0546-8582903 0546-8581109
电子邮箱	rendenglong.slyt@sinopec.com		
备案单位经办人	曹德凯	联系电话	022-66133043

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂:

你单位提交的《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》经形式审查符合要求, 予以备案。



生态环境部北海海域
北海海域生态环境监督管理局
2022 年 12 月 3 日

11.6 附件 6 应急演练记录

演 习 记 录 表			
2025 年 1 月 15 日			
演习记录	朱军博	演习指挥	燕金刚
参加人数	20人	演习用时	9分钟
演习计划:			
1. 生产管控人员监控发现, 开式罐底部溢油, 报警度宣;			
2. 调度员将情况汇报, 报平台经理, 平台经理启动应急响应;			
3. 应急人员按职责赶赴现场处置;			
4. 溢油得到有效控制, 现场油污清理处置;			
5. 演习结束, 总结评估。			
制定人: 朱军博			
演习经过:			
17:08 1. 吴永刚监控开式罐液位长时间无变化, 通知王峰落实, 发现液位下降, 开式罐底部溢油, 6m ³ 甲板溢油, 开油流入海, 报警度宣;			
17:09 2. 调度员胡洁将情况报平台经理燕金刚, 平台经理启动应急响应, 度宣广播连发3遍;			
17:10 3. 刘清军戴正正式呼呼吸器, 携多种气体检测仪进入事故区检测环境H ₂ S含量0PPM, 将溢油围控;			
17:10 4. 李志强带领应急人员关闭水力变送器出油阀, 气液分离器排污阀, 气液分离器溢流阀, 板排阀过滤器等开式罐进液管线, 启动备用排油泵, 快速降低开式罐液位;			
17:11 5. 李军于礼喜, 郝一星连接消防副喷射器, 进行除油操作;			
17:12 6. 吕军年, 李吉南, 转文凯携应急物料进行油污清理;			
17:16 7. 事故得到有效控制, 溢油打入泥砂池, 含油泥以密封接急度减载流程依规处置;			
17:17 8. 平台经理发布“警报解除, 恢复正常生产”命令, 调度员广播连发3遍;			
9. 演习结束, 总结评估。			

溢油

应急处置演习评估报告

演习评估小组人员主要意见:

朱军博: 溢油刮吸器出个警告, 液体未排空易冻堵;
郝一星: 现场处置人员未汇报, 污液及危险的外溢情况。

整改措施:

1. 及时检查排空吸油器管线系统;
2. 加强演习方案各程序的学习掌握。

评估结论:

本次溢油应急处置演练, 各岗位职责明确, 系统指挥迅速有效, 物料携带齐全, 演习效果良好。

参加演习人员签字:

1. 郭成光	2. 王峰	3. 朱军博	4. 李知远	5. 李永刚
6. 李永刚	7. 张立航	8. 冯伟伟	9. 郝一星	10. 牛军
11. 于红喜	12. 王辉元	13. 刘涛	14. 刘源发	15. 吕超
16. 吕超	17. 刘源发	18. 胡瑞	19.	20.
21.	22.	23.	24.	25.
26.	27.	28.	29.	30.
31. 李永刚	32. 李永刚	33.	34.	35.
36.	37.	38.	39.	40.
41.	42.	43.	44.	45.
46.	47.	48.	49.	50.
51.	52.	53.	54.	55.
56.	57.	58.	59.	60.
61.	62.	63.	64.	65.

应急处置小组组长: 燕金刚

2015年1月15日

防堵油 应急处置演习评估报告				
演习评估小组人员主要意见:				
信息反馈出现错误				
整改措施:				
行动路线一定要观察好风向				
评估结论:				
达到演习预期效果				
参加演习人员签字:				
1. 王曙光	2. 王祥超	3. 戴磊	4. 杨文海	5. 王海涛
6. 曹红	7.	8.	9.	10.
11.	12.	13.	14.	15.
16.	17.	18.	19.	20.
21.	22.	23.	24.	25.
26.	27.	28.	29.	30.
31.	32.	33.	34.	35.
36.	37.	38.	39.	40.
41.	42.	43.	44.	45.
46.	47.	48.	49.	50.
51.	52.	53.	54.	55.
56.	57.	58.	59.	60.
61.	62.	63.	64.	65.
应急演习小组组长:			年 月 日	

11.7 附件 7 钻井泥浆检测报告



检 测 报 告

Testing Report

编号: XZ-GF2406-068

项目(样品)名称: 新胜利三号埕北30A-9井固化泥浆检测

委 托 单 位: 胜利龙玺(山东)石油工程技术服务股份公司

检 测 类 别: 委托检测

报 告 日 期: 二零二四年六月二十八日

山东旭正检测技术有限公司



检 测 报 告

报告编号: XZ-GF2406-068

第 1 页 共 3 页

委托方	名称	胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司		
	联系人	陈康	联系电话	13356612567
受检项目	名称	新胜利三号埕北30A-9井固相泥浆检测		
	采样地址	东营市东营港经济开发区海港路路南 150 米		
	采样日期	2024.06.24	分析日期	2024.06.25-06.27
	样品规格/数量	1000g*1 袋		
检测项目	泥浆检测项目：pH值、化学需氧量、六价铬、铅、汞、石油类，共6项。			
检测结果	见本报告第2页			
备注				

编 制: 王明
审 核: 王明
批 准: 王明



检 测 报 告

报告编号: XZ-GF2406-068

第 2 页 共 3 页

一、固化泥浆检测结果 (样品状态: 完好无破损、标签清晰)

样品编号	检测项目	检测结果	标准限值
24H06068GF1001	pH 值 (无量纲)	8.11	6-9
	化学需氧量 (mg/L)	52	≤ 100
	六价铬 (mg/L)	0.083	≤ 0.5
	铅 (mg/L)	0.15	≤ 1.0
	汞 (μg/L)	ND	≤ 0.05
	石油类 (mg/L)	0.98	≤ 10
备注		“ND”表示未检出	

二、质量控制

(一) 质控措施

1. 本次检测针对不同检测项目采用相应采样、检测标准及方法。
2. 本次检测所用分析仪器全部经计量检定部门检定合格, 并在有效使用期内。
3. 本次检测采用的具体质量控制措施有空白样品分析、平行样品分析、标准样品测定等。

(二) 质控结果

1. 平行样

质控类型	样品编号	检测项目	单位	结果		判定依据	判定
实验室平行	24H06068GF1001	石油类	mg/L	0.98	0.99	相对偏差≤5%	合格
		铅	mg/L	0.15	0.16		合格
		六价铬	mg/L	0.083	0.084		合格
		汞	μg/L	ND	ND	相对偏差≤20%	合格
		化学需氧量	mg/L	52	54	相对偏差≤10%	合格
		pH 值	无量纲	8.11	8.12	相差不超过±0.15	合格
		pH 值	无量纲	8.11	8.11		合格
		pH 值	无量纲	8.11	8.13		合格
备注		“ND”表示未检出					

2. 标准样品结果

质控类型	检测项目	单位	质控样浓度	结果	判定
实验室质控	石油类	mg/L	23.4 ± 2.0	24.3	合格
	六价铬	mg/L	0.100 ± 5%	0.100	合格
	化学需氧量	mg/L	100 ± 10%	106	合格
	铅	mg/L	1.86 ± 0.12	1.86	合格
	汞	μg/L	1.21 ± 0.13	1.16	合格

本页余下空白

检 测 报 告

报告编号: XZ-GF2406-068

第 3 页 共 3 页

三、检测方法

检测类别	检测项目	标准代号	标准名称	检出限
固化泥浆	pH 值	GB/T15555.12-1995	固体废物 腐蚀性测定 玻璃电极法	/
	石油类	HJ 637-2018	水质 石油类和动植物油的测定 红外分光光度法	0.06mg/L
	化学需氧量	HJ 828-2017	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法	4 mg/L
	六价铬	GB/T 15555.4-1995	固体废物 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
	汞	HJ 694-2014	水质 汞、砷、硒、铋和锡的测定 原子荧光法	0.04µg/L
	铅	HJ 786-2016	固体废物 铅、镉和铜的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.06mg/L

四、使用仪器设备

序号	仪器名称	型号	设备编号
1	pH 计	ST3100	XZ-JCS-M-013
2	原子吸收分光光度计	AA-7020	XZ-JCS-M-025
3	原子荧光光度计	BAF-2000	XZ-JCS-M-030
4	COD 恒温加热器	COD-12	XZ-JCS-A-010
5	红外分光测油仪	InLab-2100	XZ-JCS-M-007
6	紫外可见分光光度计	TU-1810PC	XZ-JCS-M-006

五、采样照片



*****报告结束*****

11.8 附件 8 施工期一般钻井固体废物接收协议、资质及转运单

合同编号：10200039-23-FW0433-0001

2024 年钻井液、钻屑回收及综合治理项目合同

定作方（甲方）：中石化胜利石油工程有限公司海洋钻井公司

承揽方（乙方）：胜利龙玺（山东）石油工程技术服务有限公司

根据《中华人民共和国民法典》及有关法律法规的规定，甲乙双方遵循平等自愿、协商一致和诚实信用的原则，现就甲方委托乙方对甲方在2024年上半年施工并钻井施工过程中产生的钻井液、岩屑、污水综合治理项目委托给乙方进行施工，乙方同意接受委托。为明确甲、乙双方在本合同履行中的权利义务关系，经双方协商一致，达成以下条款，以资共同遵守。

第1条 声明与承诺

1.1 甲方的声明与承诺：甲方依法取得《营业执照》以及国家要求的经营许可证等各种资质证件。甲方签订和履行本合同不会违反国家的相关法律及规定。

1.2 乙方的声明与承诺：乙方具备实施本合同项目的合法资格，且已经依法取得《法人营业执照》和国家要求的经营许可证等各种资质证件和胜利石油工程有限公司规定的准入资质。乙方签订和履行本合同不会违反国家的相关法律和规定。乙方应具备足够的履行本合同的能力，包括相应的人员、工作条件和经验等，乙方承诺独立完成本项目。在项目实施过程中，如出现不按照要求将钻井液、钻井岩屑等回收处理物的违法违规偷排乱排问题，乙方承担全部法律责任。

第2条 服务内容和标准

2.1 服务内容：按甲方提供的时间、井位、坐标，对钻井平台在钻井施工过程中产生的钻井固废回收与处理作业。

2.2 服务标准：达到国家环境保护部门规定的环保标准及《附件：钻井固废综合治理项目技术要求及标准》的要求。

第3条 合同期限

本合同自合同签订之日起至2024年12月31日。

第4条 合同价款及付款方式

4.1 合同价款:

本合同项目单价执行泥浆回收处理

理结算时按实际处理量据实结算。

4.2 付款方式及付款期限: 本合同项目为据实结算项目, 上述价款是按预估工作量确认的合同预估值, 其预估工作量及预估值均不得作为甲方的承诺及乙方索赔的依据。每月结算一次, 结算时, 在甲方实际委托的事项完成后, 以乙方现场确认的工作量为依据, 按照本合同确定的含税单价, 最终核定结算金额, 乙方以结算金额按甲方管理规定办理结算。手续完备后, 自挂账之日次月起第6个月一次支付, 支付方式: 以承兑汇票为主。

第5条 甲方的权利与义务

5.1 甲方在2024年钻井液、钻屑回收及综合治理项目施工前, 书面通知乙方需要进行施工项目井的名称、告知井位坐标, 确定完成钻井液、钻井岩屑、渣土综合治理施工项目的时间, 下达施工通知书, 并提供相关的原始及辅助技术资料。

5.2 甲方人员在现场施工中应遵守中国石化集团、中石化胜利石油工程有限公司的各项安全管理规定。

5.3 甲方有权阻止和取消一切不符合安全操作规程的行为; 有权建议乙方更换违章操作人员和拒不执行现场工作指令的管理人员。

补充协议。

12.10 本合同一式 六 份，正本 两 份，副本 四 份，正副文本具有同等法律效力。

甲方

单位名称（章）： 中石化胜利石油工
程有限公司海洋钻

住所：山东省东营市东营
区北二路 307 海洋
钻井公司

法定代表人（负责
人）：

委托代理人：

联系人：王淦
电话：8739865
开户银行： 东营市建行胜利支行

帐号：37001655401050158743

邮政编码：257055

签订时间：2024 年 月 日

乙方

单位名称（章）： 胜利龙玺（山东）石
油工程技术服务股份
公司

住所：东营市经济开发区胜
利工业园

法定代表人（负责
人）：

委托代理人：

联系人：丁洪涛
电话：18654611231
开户银行： 中国股份有限公
司东营东城支行

帐号：244207818212

邮政编码：257055

签订地点：海洋钻井公司

东营港经济开发区环境保护局

审批意见:

东港环建审〔2019〕7042号

经研究,对胜利油田龙玺石油工程服务有限公司《钻井泥浆综合处置中心项目环境影响报告表》批复如下:

该项目位于东营港经济开发区海港路以南,海滨路以东,为新建项目,总投资1200万元,其中环保投资100万元,占总投资8.33%。本项目主要建设内容包括水基泥浆处理区、料棚、油基泥浆暂存池以及污水处理设备,料棚四周建设5m高挡风抑尘墙。制砖设备、滤饼及袋装药剂均设置在料棚内。项目建成后,主要接收胜利石油工程有限公司海洋钻井公司平台产生的废弃钻井泥浆,其中水基泥浆进厂内处置,油基泥浆仅在厂内进行收集、暂存,委托有资质单位处置。

项目符合东营港总体规划,同意按报告表中提出的建设规模、建设地点和采取的污染防治措施进行建设。

二、在项目施工过程中,要做好以下工作:

(一)加强施工期环境管理,按照《山东省扬尘污染防治管理办法》(山东省人民政府令第248号公布,根据2018年1月24日山东省人民政府令第311号修订)有关要求,做好扬尘污染防治和管理工作,落实好各项废气污染防治措施。

运营期废气主要为免烧切块堆放过程粉尘及油基泥浆运输、

该项目建设、运营过程中产生不符合经审批的环境影响评价文件的情形，你单位应当组织环境影响后评价，采取改进措施，并报我局备案。

东营港经济开发区环境保护局

2019年10月24日



附件八： 项目验收专家意见

胜利油田龙玺石油工程服务有限公司

钻井泥浆综合处置中心项目

竣工环境保护验收意见

2020年10月10日，胜利油田龙玺石油工程服务有限公司根据《胜利油田龙玺石油工程服务有限公司钻井泥浆综合处置中心项目竣工环境保护验收监测报告》并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 污染影响类》、《胜利油田龙玺石油工程服务有限公司钻井泥浆综合处置中心项目环境影响报告表》和《胜利油田龙玺石油工程服务有限公司钻井泥浆综合处置中心项目环境影响报告表的批复》（东港环建审[2019]7042号）等要求对本项目进行验收，参加会议的有建设单位、项目验收单位及特邀专家（名单附后）。验收组现场检查了项目环保设施的建设情况，听取了建设单位关于项目环境保护执行情况的介绍，听取了监测单位对验收监测报告的汇报，经认真审议，出具了关于验收报告和现场整改意见。

验收监测报告编制单位和建设单位对于验收小组提出的问题进行了整改。2020年10月11日，经验收小组对验收报告和现场存在问题整改情况进行核对后，形成如下验收组意见：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

胜利油田龙玺石油工程服务有限公司钻井泥浆综合处置中心项目位于东营市东营港经济开发区海港路以南，海滨路以东。该项目

竣工环境保护验收审查验收组签名表

验收组		姓名	工作单位	签名
组长	建设单位	张鲁川	胜利油田龙垦石油工程服务有限责任公司	张鲁川
成员	专家组	林树涛	广德县污染物排放总量控制办公室	林树涛
		寇玮	胜利油田森诺胜利工程有限公司	寇玮
	检测单位	袁蕾	山东华一检测有限公司	袁蕾
	报告编制单位	傅娜娜	东营国华环境检测有限公司	傅娜娜

建设单位：胜利油田龙垦石油工程服务有限责任公司

2020年 10 月 10 日

平台污染物转运确认单

转运确认单编号: 新胜利三号-东营港- 2024050901 日期: 2024年 05月 09日

平台名称		新胜利三号平台	
返料单位		海洋钻井公司	
井号/井别	C830A-9	是否完井	否
运输船舶名称		胜海511	
收货地点(港口)		东营港区胜利13#码头	
运输车辆所属单位	龙宝 陆2	运输车辆牌照	鲁B601
处理单位		龙宝 陆2	

序号	货物描述	编号	重量/体积	所属单位	特别说明
1	岩屑	30	69m³	海洋钻井	
2					
3					

平台方	☒ 经平台生产监督 王洪 确认, 运输货物清单内的货物(共 1 项)均按要求盛装, 移交至运输船舶, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 平台负责人(盖章): 于小亮
运输船舶	☒ 经本船舶确认, 此次运输货物清单内的货物(共 1 项)均按要求盛装, 移交至本船舶进行运输, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 船舶负责人(盖章): 孙永强
运输车辆	☒ 经本车确认, 此次运输货物清单内的货物(共 1 项)均完整到岸, 移交至本车进行运输, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 司机(签字): 孙永强
回收公司	☒ 经公司确认, 此次运输货物清单内的货物(共 1 项)均完整运输到我公司, 并移交至我公司进行处理, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 回收公司负责人(盖章): 肖绍华

填表说明:

1. 转运确认单编号: 平台名称+运达地+转运日期+当天船次(如: BZ-13-1-TG-20210101-01);
2. 货物描述为搬运过程中的容器, 如污油罐、工业垃圾箱等, 特别说明写具体废物内容, 如清单项目过多, 可随此单另附页列出;
3. 运输过程中的每一方均需认真核对货物数量和内容, 如有缺失, 需在相应位置说明;
4. 此单一式三份, 货物运输流程完毕后, 产生平台、回收公司、安全环保科各留一份。

平台污染物转运确认单

转运确认单编号: 新胜利三号-东营港-2024052801 日期: 2024年 5 月 28 日

平台名称	新胜利三号平台				
返料单位	海洋钻井公司				
井号/井别	CB30A-9	是否完井	否		
运输船舶名称	胜利251				
收货地点(港口)	东营港区胜利13#码头				
运输车辆所属单位	尤里海工	运输车辆牌照	鲁EE600		
处理单位	尤里海工				
运输货物清单					
序号	货物描述	编号	重量/体积	所属单位	特别说明
1	钻井岩屑	9	20.7m³	海洋钻井	
2					
3					
平台方	☒ 经平台生产监督 王松 确认, 运输货物清单内的货物(共 1 项)均按要求盛装, 移交至运输船舶, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 平台负责人(盖章): [Signature]				
运输船舶	☒ 经本船舶确认, 此次运输货物清单内的货物(共 1 项)均按要求盛装, 移交至本船舶进行运输, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 船舶负责人(盖章): [Signature]				
运输车辆	☒ 经本车确认, 此次运输货物清单内的货物(共 1 项)均完整到岸, 移交至本车进行运输, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 司机(签字): [Signature]				
回收公司	☒ 经公司确认, 此次运输货物清单内的货物(共 1 项)均完整运输到我公司, 并移交至我公司进行处理, 特此确认。 ☐ (其他) _____ 回收公司负责人(盖章): [Signature]				

填表说明:

1. 转运确认单编号: 平台名称+运达地+转运日期+当天船次(如: BZ-13-1-TG-20210101-01);
2. 货物描述为搬运过程中的容器, 如污油罐、工业垃圾箱等, 特别说明写具体废物内容, 如清单项目过多, 可随此单另附页列出;
3. 运输过程中的每一方均需认真核对货物数量和内容, 如有缺失, 需在相应位置说明;
4. 此单一式三份, 货物运输流程完毕后, 产生平台、回收公司、安全环保科各留一份。

11.9 附件 9 施工期含油钻井固体废物接收协议、资质及转运单

合同编号: 10200039-23-FW2099-0043

2024 年海上平台含油泥浆岩屑等危险废弃物处置
项目合同

定作方（甲方）：中石化胜利石油工程有限公司海洋钻井公司

承揽方（乙方）：山东天中环保科技有限公司

根据《中华人民共和国民法典》及有关法律法规的规定，甲乙双方遵循平等自愿、协商一致和诚实信用的原则，现就甲方委托乙方对甲方在2024 年海上平台含油泥浆岩屑等危险废弃物处置项目钻井施工过程中产生的含油基泥浆岩屑等危险废弃物处置项目委托给乙方进行施工，乙方同意接受委托。为明确甲、乙双方在本合同履行中的权利义务关系，经双方协商一致，达成以下条款，以资共同遵守。

第 1 条 声明与承诺

1.1 甲方的声明与承诺，甲方依法取得《营业执照》以及国家要求的经营许可证等各种资质证件。甲方签订和履行本合同不会违反国家的相关法律及规定。

1.2 乙方的声明与承诺，乙方具备实施本合同项目的合法资格，且已经依法取得《法人营业执照》和国家要求的经营许可证等各种资质证件和胜利石油工程有限公司规定的准入资质。乙方签订和履行本合同不会违反国家的相关法律和规定。乙方应具备足够的履行本合同的能力，包括相应的人员、工作条件和经验等，乙方承诺独立完成本项目。在项目实施过程中，如出现不按照要求对钻井液、钻井岩屑等回收处理物的违法违规偷排乱排问题，乙方承担全部法律责任。

第 2 条 服务内容和标准

2.1 服务内容：按甲方提供的时间、井位、坐标，对钻井平台在钻井施工过程中产生的含油基泥浆岩屑等危险废弃物进行处置。

2.2 服务标准：达到国家环境保护部门规定的环保标准的要求。

第 3 条 合同期限

本合同自合同签订之日起至 2024 年 12 月 31 日。

第 4 条 合同价款及付款方式

4.1 合同价款：_____

_____为合同最终单价，含与本项目有关的一

切费用及税费

4.2 付款方式及付款期限：本合同项目为据实结算项目，上述价款是按预估工作量确认的合同预估价值，其预估工作量及预估价值均不得作为甲方的承诺及乙方索赔的依据。每半年结算一次，结算时，在甲方实际委托的事项完成后，以双方现场确认的工作量为依据，按照本合同确定的含税单价，最终核定结算金额，乙方以结算金额按甲方管理规定办理结算。手续完备后，自挂账之日起第6个月一次支付，支付方式：以承兑汇票为主。

第5条 甲方的权利与义务

5.1 甲方在2024年海上平台含油泥浆岩屑等危险废物处置项目施工中，书面通知乙方需要进行施工项目并的名称，告知井位坐标，确定完成钻井液、钻井岩屑综合处理施工项目的时间，下达施工通知书，并提供相关资料及辅助技术资料。

5.2 甲方人员在现场施工中应遵守中国石化集团、中石化胜利石油工程有限公司的各项安全管理规定。

5.3 甲方有权阻止和取消一切不符合安全操作规程的行为；有权建议乙方更换违章操作人员和拒不执行现场工作指令的管理人员。

5.4 甲方有权随时检查乙方的施工设备、工具、材料。对不能满足生产需要或达不到生产技术要求及设备、工具、材料，有权要求乙方限期重新配置或更换。由此所发生的费用，全部由乙方承担。

5.5 甲方有权指导乙方的具体施工工作，对不符合合同规定的工作提出整改意见，监督乙方整改。

5.6 乙方工作成果验收合格、提供有效的发票后及时向乙方结清服务费用。

第6条 乙方的权利与义务

6.1 乙方根据甲方的书面委托，提供全部作业人员；负责所有人员的工资、生活、补贴、医疗及海上安全作业、救生等工作。

6.2 乙方应保证在实施2024年海上平台含油泥浆岩屑等危险废物处置项目施工中，认真贯彻执行国家颁布的环保法规，严格控制工业垃圾外流，如果因工业垃圾外流造成环境污染，乙方承担全部法律责任。完工后做到工完料净场地清。

6.3 乙方应当遵守甲方的各项安全生产管理规定，严格执行中石化海上安全生产标准、规范，保证安全施工。发生危及任何一方生命财产安全的情况时，乙方应立即采取措施避险。

6.4 乙方保证乙方的安全生产费用专款专用，按国家相关规定用于安全生产事项，不得应用于非安全生产事项或挪做它用。

6.5 乙方以及乙方的施工人员必须具备海上施工资质，乙方的设备、工具、材料必须符合国家环保要求，达不到要求的，按照甲方的要求进行更换。因乙方原因造成甲方损失或者其他危害的，乙方按照

合同编号: 10200039-23-FW2099-0043

12.8 合同终止条款: 本合同服务履行期限到期日前, 甲方没有委托的项目不再委托。如需委托, 需甲、乙双方重新签订合同或变更合同。甲方已委托的事项全部完成后, 甲方结清委托事项发生的费用后, 本合同终止。

12.9 合同结算值超过本合同总价款的 30% (包含 30%) 视为合同变更, 双方需另行签订补充协议。除非有变更, 本合同约定的期限内, 甲方没有委托的项目不再实施, 乙方结算完甲方委托的项目后, 本合同终止。

12.10 本合同一式 六 份, 正本 两 份, 副本 四 份, 正副文本具有同等法律效力。

甲方

单位名称(章): 中石化胜利石油工程有
限公司海洋钻井公司

住所:

法定代表人(负责

委托代理人:

联系人:

电话:

开户银行:

帐号:

邮政编码:

签订时间:

吴瑶

8739865

东营市胜利支行

37001655401050158743

257055

乙方

单位名称(章): 山东天中环保有限公
司

住所:

法定代表人(负责

委托代理人:

联系人:

电话:

开户银行:

帐号:

邮政编码:

签订时间:

山东省东营市垦利区
孤东油田采青路 9
号

陈东

18562965916

东营银行股份有限公司
垦利支行

81216240421021854

257055



危险废物 经营许可证

编号：东营危证临 22 号

发证机关：东营市生态环境局

发证日期：2024 年 11 月 5 日

法人名称：山东天中环保有限公司

法定代表人：耿宝童

住所：山东省东营市垦利区孤东油区共青团路 9 号

经营设施地址：山东省东营市垦利区孤东油区共青团路 9 号

核准经营方式：收集、贮存、利用

核准经营危险废物类别：HW08 [071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-210-08、900-213-08、900-221-08、900-249-08]
HW49 [772-006-49、900-039-49、900-041-49、900-042-49、900-047-49、900-999-49]

核准经营规模：HW08：8 万吨/年；HW49：1 万吨/年

有效期限：自 2024 年 11 月 5 日至 2025 年 11 月 4 日

初次发证日期：2021 年 12 月 28 日

危险废物转移联单



联单编号: 20243705014351

第一部分 危险废物移出信息 (由移出人填写)								
单位名称: 中石化胜利石油工程有限公司海洋钻井公司					应急联系电话: 18554630167			
单位地址: 东营市东营港开发区金港商城北 100 米								
经办人: 吴瑶			联系电话: 18554630167		交付时间: 2024 年 07 月 05 日 09 时 00 分			
序号	废物名称	废物代码	危险特性	形态	有害成分名称	包装方式	包装数量	移出量 (吨)
1	海上钻井废弃含油钻井液、钻屑	071-002-08	毒性	半固体	矿物油	箱	9	17.38
第二部分 危险废物运输信息 (由承运人填写)								
单位名称: 中国石化集团胜利石油管理局有限公司运输分公司-1					营运证件号: 370501000432			
单位地址: 山东省东营市东营区北一路 1090 号					联系电话: 18603451750			
驾驶员: 牛梅波					联系电话: 19963761915			
运输工具: 公路运输					牌号: 鲁 E89527			
运输起点: 东营市东营港开发区金港商城北 100 米					实际起运时间: 2024 年 07 月 05 日 10 时 30 分			
经由地: 海港-天中								
运输终点: 山东省东营市垦利区孤东油区共青团路 9 号					实际到达时间: 2024 年 07 月 05 日 10 时 29 分			
第三部分 危险废物接受信息 (由接受人填写)								
单位名称: 山东天中环保有限公司					危险废物经营许可证编号: 东营危证 21 号			
单位地址: 山东省东营市垦利区孤东油区共青团路 9 号								
经办人: 许辉			联系电话: 13589957123		接受时间: 2024 年 07 月 05 日 11 时 15 分			
序号	废物名称	废物代码	是否存在重大差异	接受人处理意见	拟利用处置方式		接受量 (吨)	
1	海上钻井废弃含油钻井液、钻屑	071-002-08	无	接受	R15		17.38	

打印时间: 2025-06-16 17:06:33 防伪码: 36657a7004bc0175056906eb169f5ae

11.10 附件 10 施工期船舶污染物转运单

联单号(SN):JS2313275

船舶污染物接收联单

DOUBLE DRAFT OF RECEPTION OF POLLUTANTS FROM SHIPS

船舶污染物接收单证

DOCUMENT OF RECEPTION OF POLLUTANTS FROM SHIPS

被接收船舶名称(M.V.): 旺達駁3

国籍(Nationality): 中国

接收设施名称Reception facilities(接收船舶船名ship's name/车辆车牌plate number of car): 鲁ER122 鲁EE2150

接收作业地点(Operating location): 油建

接收单位联系人(Contacts of receiving unit): 王素英

联系电话(Contact number): 0540-8879089

作业开始时间(Time started): 10:20

作业结束时间(Time completed): 10:40

污染物信息(POLLUTANTS INFORMATION)

残油 / Oil residues:	(T/m³)
油泥(油包) / Oil sludge:	(T/m³)
含油污水 / Oily water:	(T/m³)
含有毒有害物质污水 / NLS containing water:	(T/m³)
生活污水 / Sewage water:	(V/m³)
船舶垃圾 / Garbage:	(V/m³)

船舶垃圾 / Garbage: A. 0.04 B. 0.05 C. 0.04

被接收船舶船长签字(盖章) Signature of discharged ship: [Signature]

接收单位(盖章) Signature of receiving unit: [Signature]

日期/DATE: 2023年/1Y 8月/M 3日/D

第一联 交被接收船舶

生活污水和船舶垃圾

联单号(SN):JS2303615

船舶污染物接收联单

DOUBLE DRAFT OF RECEPTION OF POLLUTANTS
FROM SHIPS

船舶污染物接收单证

DOCUMENT OF RECEPTION OF POLLUTANTS FROM SHIPS

被接收船舶名称(M.V.): 胜建致3
国籍(Nationality): 中国
接收设施名称Reception facilities(接收船舶船名ship's name/车辆车
牌plate number of car): 鲁E96713
接收作业地点(Operating location): 油建
接收单位联系人(Contacts of receiving unit): 王健
联系电话(Contact number): 056-8877089
作业开始时间(Time started): 15:15
作业结束时间(Time completed): 15:30

第一联
交被接收船舶

污染物信息(POLLUTANTS INFORMATION)

残油 / Oil residues: _____ (T/m³)
油泥(油包) / Oil sludge: _____ (T/m³)
含油污水 / Oily water: 3 (T/m³)
含有毒有害物质污水 / NLS containing water: _____ (T/m³)
生活污水 / Sewage water: _____ (T/m³)
船舶垃圾 / Garbage: _____ (T/m³)
被接收船舶船长签字(盖章) Signature of discharged ship:
冉永利
接收单位(盖章) Signature of receiving unit:

日期/DATE: 2023年/Y 5月/M 15日/D

含油污水

联单号(SN):JS 2402878

船舶污染物接收联单

DOUBLE DRAFT OF RECEPTION OF POLLUTANTS
FROM SHIPS

船舶污染物接收单证

DOCUMENT OF RECEPTION OF POLLUTANTS FROM SHIPS

被接收船舶名称(M.V.): 胜建致2
国籍(Nationality): 中国
接收设施名称Reception facilities(接收船舶船名ship's name/车辆车牌plate number of car): 舟2AW100
接收作业地点(Operating location): 浙江
接收单位联系人(Contacts of receiving unit): 郭晓英
联系电话(Contact number): 0546-8879089
作业开始时间(Time started): 9:05
作业结束时间(Time completed): 9:11

污染物信息(POLLUTANTS INFORMATION)

残油 / Oil residues: (T/m³)
油泥(油包) / Oil sludge: (T/m³)
含油污水 / Oily water: (T/m³)
含有毒有害物质污水 / NLS containing water: (T/m³)
生活污水 / Sewage water: (T/m³)
船舶垃圾 / Garbage: A 0.02 B 0.03 C 0.02 (T/m³)
被接收船舶船长签字(盖章) Signature of discharged ship: 陈建致2 吴宗民
接收单位(盖章) Signature of receiving unit: 工程船

日期/DATE: 2024年/Y 9月/M 9日/D

船舶垃圾

第一联 交被接收船舶

11.11 附件 11 运营期一般固废清运合同

合同编号：30200012-24-FW2099-0177

2025 年一般固体废物（不含生活垃圾和建筑垃圾）清运合同

定作方（甲方）： 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

承揽方（乙方）： 山东翔逸物业服务有限公司

本合同甲方委托乙方承揽 2025 年一般固体废物（不含生活垃圾和建筑垃圾）清运 项目，双方经过平等协商，在真实、充分地表达各自意愿的基础上，根据有关法律法规的规定，达成如下协议，并由双方共同恪守。

第一条 品名或项目、规格型号、数量、单价、金额、交货期限

定作物品名或项目名称	规格型号	计量单位	数量	价款或酬金		交货期限
				单价 (元/套)	总金额 (元)	
2025 年一般固体废物（不含生活垃圾和建筑垃圾）清运	/	/	/	/	417640.00	2025 年 01 月 01 日 — 2025 年 12 月 29 日
合计含税金额（小写）417640.00 元，大写 肆拾壹万柒仟陆佰肆拾元整						
合计不含税金额（小写）394000.00 元，大写 叁拾玖万肆仟元整，税率 6 %						
增值税总税金（小写 23640.00 元，大写贰万叁仟陆佰肆拾元整。						
合同履行过程中，如因国家税法变化或政策调整导致税率变更，甲乙双方约定以不含税金额不变作为基准，结算时可调整增值税税额，本合同不做变更。						

第二条 质量要求、技术标准

执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、现行的国家、行业以及地方的法律、法规和规定，其工作必须符合国家、行业以及地方的最新版标准规范等相关规定标准。

第三条 乙方对质量负责期限

验收合格后免费保修/个月。

第四条 技术资料、图纸提供办法及保密要求

4.1 乙方在依照甲方的要求进行工作期间，发现提供的图纸或技术要求不合理，应当及时通知甲方；

合同编号：30200012-24-FW2099-0177

乙方赔偿甲方损失，并向甲方支付合同总价款 10 % 的违约金。

15.11 中小企业油田清欠问题投诉举报电话及拖欠线索受理方式：

(1) 胜利油田分公司清欠问题投诉举报电话：0546-8771491。

(2) 胜利石油管理局有限公司清欠问题投诉举报电话：0546-8710051。

(3) 拖欠线索受理方式：登录胜利油田官网或公众号进行申报查询。

15.12 具体工作内容：对采油厂一般固体废物（不含生活垃圾和建筑垃圾）贮存点的固体废物，进行专业化清扫收集和运输，并移交有资质的单位进行合规处置。按照“一车一单”的原则，将转移联单、现场污染物和车辆影像资料、车辆 GPS 轨迹、处置单位资质、接收证明等建立纸质和电子档案。

甲方

单位名称 中国石油化工股份有限公司胜利

(章)：

甲方签约人：

甲方开户名 中国石油化工股份有限公司胜
称： 利油田分公司海洋采油厂

甲方账号： 37001655801050149020

甲方开户机 中国建设银行股份有限公司东营
构： 东营港支行

签订时间：2024年12月4日

乙方

单位名称 山东翔逸物业服务有限公司

(章)：

乙方签约人：

乙方开户名 山东翔逸物业服务有限公司
称：

乙方账号： 37001655801050151278

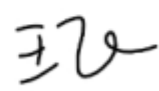
乙方开户机 中国建设银行股份有限公司
构： 东营东营港支行

签订地点： 东营市河口区仙河镇

11.12 附件 12 运营期固废转运和接收记录联单

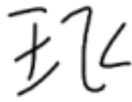
固体废物转运和接收记录联单

联单编号: H3CSCB30A-20250330-01

产生单位	海三采油管理区		固体废物类别	其他工业固废 () 废橡胶 () 岩棉及保温材料 () 玻璃钢 () 建筑垃圾 () 生活垃圾 (☒) 一般固体废物 ()
固体废物来源和名称	生活厨余垃圾	数量(吨/方)	2.3方	经办人签字 
运输单位名称	海盛集团航务公司	起始点	CACB30A	经办人签字 
车(船)号	海联06	交接时间	2025年03月30日 10时15分42秒	
接收单位	海洋采油厂固废分选示范区 			经办人签字
数量(吨/方)	2.3方	接收时间	2025年03月30日 20时56分07秒	

固体废物转运和接收记录联单

联单编号: H3CSCB30A-20250409-01

产生单位	海三采油管理区		固体废物类别	其他工业固废 () 废橡胶 () 岩棉及保温材料 () 玻璃钢 () 建筑垃圾 () 生活垃圾 (√) 一般固体废物 ()
固体废物来源和名称	厨余垃圾, 生活固废	数量(吨/方)	0.87方	经办人签字 
运输单位名称	海盛集团航务公司	起始点	CACB30A	经办人签字 
车(船)号	海联06	交接时间	2025年04月09日 09时30分44秒	
接收单位	 海洋采油厂固废分搬示范区			经办人签字 
数量(吨/方)	0.87方	接收时间	2025年04月09日 22时15分28秒	

11.13 附件 13 运营期危废处理协议及资质

合同编号：30200012-24-QT1201-0004

2025 年海洋采油厂危险废物无害化处置合同

甲方（委托方）：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

住所地：[东营市河口区仙河镇]

法定代表人（负责人）：韦敏

统一社会信用代码：91370500864742204M

纳税人类型：[一般纳税人]

乙方（受托方）：山东康明环保有限公司

住所地：[东营市东营港经济开发区]

法定代表人（负责人）：刘向东

统一社会信用代码：91370500MA3D44K8XF

纳税人类型：[一般纳税人]

甲、乙双方依据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物经营许可证管理办法》《危险废物转移管理办法》及地方法规、规章及规范性文件要求，就甲方委托乙方处置危险废物事宜，经友好协商一致，特订立本合同，以资互约遵守。

第一条 定义

乙方联系人: 徐星桐

电话: /

手机: 15205468098

传真: /

电子邮件: /

地址: 东营市东营港经济开发区山东康明环保有限公司

因本合同引起的诉讼或仲裁, 双方指定的上述联系方式为送达地址, 法院或仲裁委员会等国家司法机关、组织等按照上述地址邮寄或发送相关传票、判决书、裁定书等法律文书或通知等。因上述地址不准确导致邮件被退回的, 邮件退回之日视为已送达, 所造成的任何损失或法律责任, 由乙方自行承担。上述地址如有变更, 乙方应当在变更后三日内书面告知甲方, 逾期未告知的, 仍然以上述送达地址为准。

第十五条 其他

15.1 本合同未尽事宜, 双方协商签订补充协议。本合同的附件及补充协议是本合同组成部分, 与本合同具有同等法律效力。

15.2 保密: 本合同的各项条款属于双方经营活动内容, 任何一方未经对方当事人书面允许不得对外泄露。

15.3 本合同自双方签字并盖章之日起生效。本合同一式[6]份, 甲方执[3]份, 乙方执[3]份, 具有同等法律效力。

(本页为签字盖章页, 无正文)

甲方: 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

乙方: 山东康明环保有限公司

甲方法定代表人

乙方法定代表人

或委托代理人签字:

或委托代理人签字:

甲方地址: [东营市河口区仙河镇]

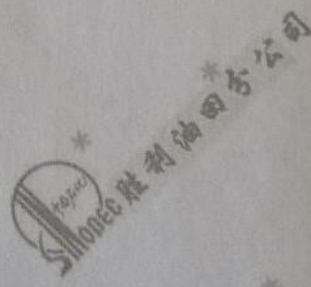
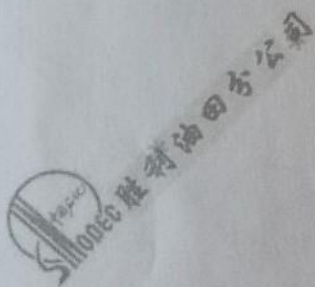
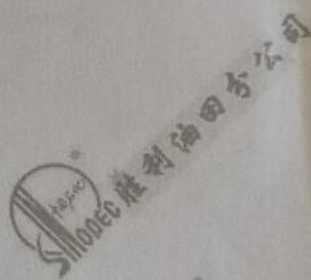
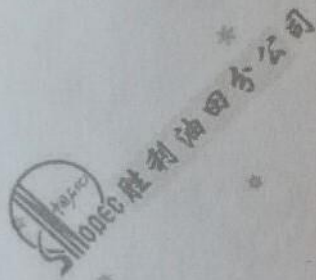
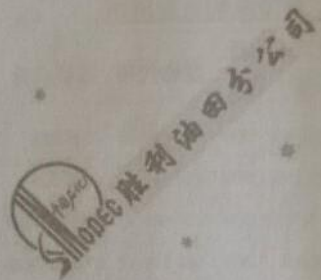
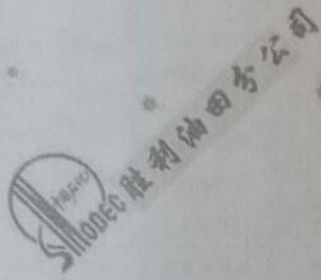
乙方地址: [东营市东营港经济开发区]

甲方开户银行: [中国建设银行股份有限公司东营东营港支行]

乙方开户银行: [中国建设银行股份有限公司东营东营港支行]

合同编号: 30200012-24-QT1201-0004

银行账号: [37001655801050149020]	银行账号: [37050165850100000067]
签订时间: 2024.12.31	签订时间: 2024.12.31
签订地点: [东营市河口区仙河镇]	签订地点: [东营市河口区仙河镇]





危险废物 经营许可证

编号：东营危证 04 号

发证机关：东营市生态环境局

发证日期：2021 年 10 月 26 日

法人名称：山东康明环保有限公司

法定代表人：刘向东

住所：东营港经济开发区港西一路以东、海滨路以北

经营设施地址：东营港经济开发区港西一路以东、海滨路以北

核准经营方式：收集、贮存、处置***

核准经营危险废物类别：物化处理(HW09:900-005-09 至 900-007-09;HW34:

251-014-34, 264-013-34, 261-057-34, 261-058-34, 313-001-34, 336-105-34, 398-005-34 至 398-007-34, 900-300-34 至 900-308-34, 900-349-34; HW35: 251-015-35, 261-059-35, 193-003-35, 221-002-35, 900-350-35 至 900-356-35, 900-399-35) 焚烧处理(HW06: 900-401-06, 900-402-06, 900-404-06, 900-405-06, 900-407-06, 900-409-06; HW08: 071-001-08, 071-002-08, 072-001-08, 251-001-08 至 251-006-08, 251-010-08 至 251-012-08, 398-001-08, 291-001-08, 900-199-08 至 900-201-08, 900-203-08 至 900-205-08, 900-209-08, 900-210-08, 900-213-08 至 900-221-08, 900-249-08; HW09: 900-005-09 至 900-007-09; HW11: 251-013-11, 252-001-11 至 252-005-11, 252-007-11, 252-009-11 至 252-013-11, 252-016-11, 451-001-11 至 451-003-11, 261-007-11 至 261-035-11, 261-100-11 至 261-111-11, 261-113-11 至 261-136-11, 309-001-11, 772-001-11, 900-013-11; HW12: 264-002-12 至 264-013-12, 900-250-12 至 900-256-12, 900-299-12; HW13: 265-101-13 至 265-104-13, 900-014-13 至 900-016-13, 900-451-13; HW14: 900-017-14; HW36: 109-001-36, 261-060-36, 302-001-36, 308-001-36, 367-001-36, 373-002-36, 900-030-36 至 900-032-36; HW38: 261-064-38 至 261-069-38, 261-140-38; HW39: 261-070-39, 261-071-39; HW40: 261-072-40; HW45: 261-078-45 至 261-082-45, 261-084-45 至 261-086-45; HW49: 309-001-49, 900-039-49, 900-041-49, 900-042-49, 900-044-49 至 900-047-49, 900-999-49; HW50: 251-016-50 至 251-019-50, 261-151-50 至 261-183-50, 263-013-50, 271-006-50, 275-009-50, 276-006-50, 772-007-50, 900-048-50, 900-049-50)***

核准经营规模：物化废乳化液处理 2000 吨/年, 废酸碱处理 3000 吨/年; 焚烧 15000 吨/年***

有效期限：自 2021 年 10 月 26 日至 2026 年 10 月 25 日

初次发证日期：2020 年 10 月 1 日

11.14 附件 14 CB20C 平台设计处理能力调整说明

CB20C 平台就地分水回注工程

高频聚结分水装置处理能力调整的说明

海洋采油厂 CB20C 平台就地分水回注工程属于先导性实验工程,其中分水应用了我公司的专利设备—高频聚结分水装置。

该装置在本项目中为首次应用,由于没有同类型项目现场应用的成熟案例,因此在设计文件中,暂定处理能力:井排来液 $2500 \text{ m}^3/\text{d}$,设计考虑 20%的裕量。

经过半年多的现场试运行,系统安全平稳,处理量超过 $2500 \text{ m}^3/\text{d}$,在处理量 $3000 \text{ m}^3/\text{d}$,处理水质各项指标合格。

因此建议将高频聚结分水装置处理能力进行调整为: $3000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。后期运行在确保水质指标的情况下,可根据实际处理水质情况调整处理水量。

中石化石油工程设计有限公司

节能环保工程技术中心

2025-3-10

CB20C 平台就地分水回注工程

紧凑型密闭气浮装置处理能力调整的说明

海洋采油厂 CB20C 平台就地分水回注工程属于先导性试验工程，其中采出水处理应用了我公司的专利设备--紧凑型密闭气浮装置。

该装置在本项目中为首次应用，由于没有现场应用的成熟案例，因此在设计文件中，暂定处理能力为：2000m³/d，设计考虑 15%的裕量。

经过半年多的现场试运行，系统安全平稳，处理量超过 2000m³/d，在处理量 2300m³/d 时，处理水质各项指标合格。

因此，建议将紧凑型密闭气浮装置处理能力调整为：2300m³/d，后期运行在确保水质达标的情况下可根据实际处理水质情况调整处理水量。

中石化石油工程设计有限公司

水处理及热力工程设计所

2025.03.05

11.15 附件 15 环保设施检验证书



中国石化集团
(海陆设备2301)



中国船级社实业有限公司
CHINA CLASSIFICATION SOCIETY INDUSTRIAL CORP.
青岛分公司
QINGDAO BRANCH

Tel:0532-83849136Fax: 0532-83847196

Http://www.ccsi.com.cn Email: qdjs@ccsi.com.cn

Pressure Vessel Inspection Report

压力容器检验报告

Report No.报告编号: CCS1YT-JY04-25-0001-05B038

Client/Facility 使用单位/项目名称	中国石油化工有限公司胜利油田分公司海洋采油厂/海二采油管理区中心二号平台				
SM/安全管理人员	李朝		Tel/联系电话		18906478968
Vessel/容器名称	水力旋流器 1#		Vessel S/N 出厂编号		XLQ-800170-1
MFG/生产厂家	潜江市科瑞石油装备有限公司		NO./产品证书编号		-
MFD/生产日期	2010 年 06 月		Vessel Material/容器材质		Q245R
DN of vessel 容器内径	850mm	High (Long) 容器/高(长)	2100mm	Nominal wall thickness 公称壁厚	-
Design pressure 设计压力	1.6MPa	Design.Temperature 设计温度	90℃	Working medium 工作介质	油水混合物
Work.Pre. 工作压力	0.6MPa	Work temp. 工作温度	70℃	Manufacturing standard 制造标准	-
Inspection Date 检验日期	2025 年 04 月 16 日		Date of next periodic inspection 下次定期检验日期		2028 年 05 月 08 日
Inspection basis 检验依据	《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21-2016/XG1-2020				
Problem and its handling 问题及其处理	The location, degree, nature, and handling suggestions of defects discovered during inspection 检查发现的缺陷位置、程度、性质及处理意见 1. 无发证机构颁发的产品证书, 应补齐。 2. 无日常运行、维护、保养记录, 应补齐。 3. 安装铭牌。				
Inspection conclusion 检验结论	☒ 允许运行 ☐ 监督运行 ☐ 暂停运行 ☐ 停止运行	Allow (monitor) the use of parameters 允许(监督)使用参数	Pressure/压力	≤	
			Temperature/温度	≤	
			Medium/介质		
			Other/其他		
Type of this inspection 本次检验类型	☒ 年度检验 ☒ 定期检验	Inspection validity period 检验有效期	2026 年 05 月 08 日		
			2028 年 05 月 08 日		
Surveyor 检验人:	王峰杰		2025 年 4 月 16 日		
Auditor 审核人:	曹振东		2025 年 4 月 16 日		
Approval 批准人:	刘永刚		2025 年 4 月 16 日		

第 2 页 共 12 页



中国船级社实业有限公司
检验业务章
检测检验专用章
INSPECTION



中国船级社实业有限公司 Tel:0532-83849136 Fax: 0532-83847196
青岛分公司 Http://www.ccsi.com.cn Email: qdjs@ccsi.com.cn

附页一 (1) :

Inspection Content 检验内容		Inspection Items 检 验 项 目	Inspection Result 检验结果	Notes 备注
Safety Management 安全管理	1	Operation records and daily inspection records 运行记录及日常检查记录情况	×	无
	2	Maintenance records and information status 维修记录及资料情况	×	无
	3	Resolution status of unresolved issues from the last report 上次报告中遗留问题解决情况	-	
Vessel Appearance 容器本体	1	Nameplate condition 铭牌情况	×	无
	2	Insulation layer condition 保温层情况	√	
	3	Leak detection hole and signal hole condition 检漏孔、信号孔情况	-	
	4	No abnormal vibration of the container 容器无异常震动情况	√	
	5	Support and foundation condition 支座、基础情况	√	
	6	Discharge plant condition 排放装置情况	√	
	7	Overpressure and overtemperature condition 超压、超温情况	√	
	8	Grounding device condition 接地装置情况	√	
	9	Body and interface condition 本体、接口情况	√	
	10	Corrosion and thickness of the outer surface of the monitored area 可监测部位外表面腐蚀、厚度情况	√	
	11	NDT of weld seams on the outer surface of the monitored area 可监测部位外表面焊缝探伤情况	√	
Safety Attachments 安全附件	Pressure gauge 压力表	1	Installation quantity and specifications 安装数量及规格 0-1MPa, 0-1.6MPa (2个)	1.220114009 1.220114059
		2	Appearance 外观	√
		3	Check the validity period 校验有效期情况	√ 2025.07.02
		4	Three-way valve 三通阀门	-
		5	Two pressure gauges indicate the same system 同系统两只压力表指示	√
		6	Leakage, dial blur and other problems 泄露、表盘模糊等问题	√
	Liquidmeter 液位计	1	Appearance and accessory condition 外观及附件情况	-
		2	Selection of liquid level gauge 液位计的选型	-
		3	Leak prevention device for liquid level gauge 液位计防泄漏装置	-





中国船级社实业有限公司 Tel:0532-83849136 Fax: 0532-83847196
CHINA CLASSIFICATION SOCIETY INDUSTRIAL CO.,LTD.
青岛分公司 Http://www.ccsi.com.cn Email: qdjs@ccsi.com.cn
QINGDAO BRANCH

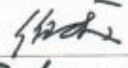
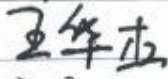
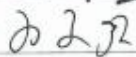
(海油设备2301)

	Thermometer 测温仪表	1	Range 量程	-	
		2	Appearance of temperature measuring instruments and secondary instruments 测温仪表及二次仪表外观	-	
	PSV 安全阀	1	Check the validity period 校验有效期情况	-	
		2	Safety valve appearance/NO.安全阀外观情况/编号	-	
		3	Stop valve switch position 截止阀开关位置	-	
		4	No leakage 无泄漏	-	
	Note: Not applicable, mark "-" in the inspection result column; If there are no problems or qualified inspection items, mark "√" in the inspection result column; If there are any problems or unqualified items, mark "×" in the inspection result column and explain them in the remarks. 注: 不适用在检查结果栏内打"-"; 无问题或合格的检查项目在检查结果栏打"√"; 有问题或不合格的检查项目在检查结果栏打"×", 并在备注中说明。				



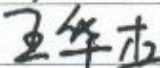
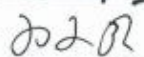
海洋石油专业设备检测检验结论报告

报告编号: CCSIYT-JY04-24-001-008A16

委托单位	山东德海盛泰石油科技有限公司		
所属设施	海二CB20C平台		
检测检验单位	中国船级社实业有限公司青岛分公司		
专业设备类别 (小类)	0322	专业设备代码 (小类)	SL
设备基本信息 (列明设备名称、编号等, 可附页)			
设备编号: 22007898; 容积: 49.32m ³ ; 设计压力: 4.0 MPa;			
检测检验依据标准	《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21-2016/XG1-2020		
检测检验结论	经检验: 该设备罐体壁厚超声波测厚抽样检验结果满足设计要求, 可继续合格使用。		
备注			
报告有效期	2025年 08月 21日		
检验: 	2024年 08月 22日		 (检测检验机构专用章)
审核: 	2024年 08月 22日		
批准: 	2024年 08月 22日		

海洋石油专用设备检测检验结论报告

报告编号: CCSIYT-JY04-24-001-008A17

委托单位	山东德海盛泰石油科技有限公司		
所属设施	海二CB20C平台		
检测检验单位	中国船级社实业有限公司青岛分公司		
专业设备类别 (小类)	0322	专业设备代码 (小类)	SL
设备基本信息 (列明设备名称、编号等, 可附页)			
设备编号: 22007896; 容积: 0.6m ³ ; 设计压力: 1.0 MPa;			
检测检验依据标准	《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21-2016/XG1-2020		
检测检验结论	经检验: 该设备罐体壁厚超声波测厚抽样检验结果满足设计要求, 可继续合格使用。		
备注			
报告有效期	2025年08月21日		
检验:		2024年08月22日	
审核:		2024年08月22日	
批准:		2024年08月22日	



中国船级社
CHINA CLASSIFICATION SOCIETY
海上设施产品检验证书

证书编号/Certificate No.
TJ23VPS00917_02

INSPECTION CERTIFICATE OF OFFSHORE
INSTALLATIONS PRODUCT

兹证明本证书所列产品经本社署名验船师检验,符合本证书注明标准的要求。
This is to certify that the following products have been inspected by the undersigned surveyor of the Society and are found to comply with the requirements of the specified standards.

产品名称 Product	气浮装置 Air Flotation Device
申请方 Applicant	辽宁华孚环境工程股份有限公司 Liaoning Huafu Environmental Engineering Co., Ltd
制造厂 Manufacturer	大连爱德摩设备制造有限公司 Dalian Andmir Equipment Co., Ltd
订货方 Purchaser	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂 SINOPEC Shengli Oilfield Company Offshore Oil Production Co.
认可证书号/Certificate No. of Approval	无/Nil 图纸批准号/Approval No. of Drawings OT23VNP01101
项目名称/Project name	海洋采油厂中心一号/三号平台气浮成套设备项目
产品编号/Serial No.	PRP-X-3001C(QF23-03)

申请方确定的产品标准/Product Standard Specified by the Applicant

- 1 国家经贸委《海上固定平台安全规则》(2000)
Safety Rules for offshore Fixed Platform(2000), State Economy and Trade Committee of P. R. China
- 2 GB150.1~150.4-2011《压力容器》
GB150.1~150.4-2011 Pressure Vessels
- 3 NB/T 47003.1-2009《钢制焊接常压容器》
NB/T 47003.1-2009 Steel Welded Atmospheric Pressure Vessels
- 4 制造厂提供的检验与试验计划
The ITP program provided by manufacturer.

备注/Remarks

1. 设备名称/Name of Equipment: 气浮装置/Air Flotation Equipment
产品编号/Serial No.: QF23-03
设计压力/温度/Design pressure /temperature: -2~PW+35 KPaG/80 °C
容积/Volume: 103.25m³
材料/Material: S31603
液压试验压力/Pressure of hyd.test: PW+45KPaG
2. 设备名称/Name of Equipment: 溶气罐/Air Vessel
产品编号/Serial No.: CI23003/004
设计压力/温度/Design pressure /temperature: 1.0 MPaG/80 °C
容积/Volume: 0.227/0.227m³
材料/Material: S31603
液压试验压力/Pressure of hyd.test: 1.25 MPaG
3. 工作介质/Operating Medium: 含油污水(采出水)/Oily Sewage(Produced Water)

产品检验标志/Marking

1. 位置/Position: 在产品铭牌上 / On the nameplate of the product
2. 标志样式/Type of Marking: 1CS 钢印标志 / CCS steel stamp

发证日期 2023年03月15日
Date of issue Mar. 15, 2024

验船师 何广涛
Surveyor He Guangtao

本证书依据中国船级社颁布的相关规范签发,所有证书为一个整体,必须同时使用。纸质证书每页均须由本社盖章方为有效,电子证书含数字签名方为有效。本证书复印件无效。任何单位和个人不得擅自摘录或节选本证书的部分内容。有关方所持证书的真实性负责,如有疑问可向本社检验机构咨询。
This Certificate is issued pursuant to the Rules of the Society and related regulations. All pages of the certificate are taken as a whole and are used simultaneously. No paper certificate page is valid without bearing the stamp of the Society, no electronic certificate is valid without the digital signature, and no copied form of this certificate is regarded as valid. Any part of the certificate is not to be extracted or abridged by any unit or individual in any form. Related parties who are doubtful about the authenticity of the certificate may inquire of the Society or its offices.

Form NSC V01. 联系方式/Contact Us: 见本社官方网站/See official web site of the Society (<http://www.ccs.com.cn>)

UTN: P024-78813779

产品明细/Product Description

浮选机槽/Interceptor Skid (00001)

名称/Name	属性 (值) /Value	单位/Unit
设备取证类别/Equipment Qualification Certificate Category	B	
整机尺寸/Skid Size	9160X5340X8231	mm
设计压力/Design Pressure	-2~PW+35	KPaG
设计温度/Design Temperature	80	℃
材料/Material	S31603	

试验项目及结果/ Scope of Testing and the Result

对产品进行了检验, 项目包括: 1. 质量证明文件审核; 2. 外观检查; 3. 探伤报告审核; 4. 压力容器和常压容器水压试验; 5. 工艺管线水压试验。结果满足本证书注明标准的要求。

The inspection to the products were carried out as below: 1. Review of the quality certificate document. 2. Visual inspection. 3. Review of the NDT reports. 4. Hydraulic test of pressure vessel and atmospheric pressure vessel. 5. Hydraulic test of relevant processing pipelines. The inspection results complied with the requirements of the specified standards.

责任声明/ Statement of Responsibility

本社的检验不影响、替代与本社授权或检验无关的各方对上述工厂的认可 and 发证, 并且不对与本社授权或检验无关的各方负责, 不承担其未经应允而承认、接受本社检验所导致的法律和经济责任。

The inspection of the Society does not affect and replace any approval and certification of the manufacturer by any parties that bear no relation with this Society's authorization or survey and therefore takes no responsibility for these parties. The Society does not undertake any legal and economic liabilities arising from accepting this Society's certificate without prior permission from this Society.

中国船级社天津分社
CCS Tianjin Branch

*****本证书正文完/ End of Text*****

11.16 附件 16 检测报告



蓝普检测
LANPU TESTING



231512054453

受控编号: LP04-JL-CX33-01

正本



LP H 2025 170

检测报告

Testing Report

报告编号:
(Report ID)

LP 检字 (2025) H173

项目名称:
(Project Name)

埕岛油田东部区域百万吨产能建设 (一期) 及主体调整工程验收检测

委托单位:
(Applicant)

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

检测类别:
(Test Type)

委托检测

检测项目:
(Test Items)

采出水

报告日期:
(Report Date)

2025 年 6 月 20 日

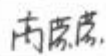
山东蓝普检测技术有限公司

Shandong LAMP Testing Technology Co.,Ltd.

山东蓝普检测技术有限公司

检验检测专用章

项目编号: LP-H-2025-170 项目名称: 埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程验收检测

检测类别 (Test Type)	☒ 委托检测 ☐ 能力验证 ☐ 质量控制	委托单位 (Applicant)	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂
联系人及方式 (Contact Name)	任登龙; 13854626736	采样地址 (Applicant)	东营市河口区
样品名称 (Sample Description)	采出水	样品来源 (Sample Form)	☐ 现场检测 ☒ 现场采样 ☐ 送样
		样品数量 (Sample quantity)	72
样品状态 (Sample status)	样品密封, 无破损		
采样/送样日期 (Sampling Date)	2025 年 3 月 19 日~21 日	检测日期 (Test Date)	2025 年 3 月 22 日~23 日
实验室环境条件 (Laboratory environment)	符合环境检测条件要求。		
检测项目 (Test Items)	1、采出水: 含油量共计 1 项。		
检测依据 (Test Reference)	见附表 1。		
检测结果 (Test Results)	检测数据详见本报告第 2~4 页。		
检测结论 (Test Conclusion)	本次检测不予结论判定。		
备注 (Note)	此处空白		
编制人 (Edited by)		签发人 (Approved by)	
审核人 (Checked by)		签发日期 (Issued Date)	2025.3.20



检测报告包括封面、正文(附页)、封底, 并盖有 CMA 章、检验检测专用章和骑缝章。

1、采出水检测结果

表 1-1 采出水检测检测结果一览表

采样日期		2025 年 3 月 19 日		
采样点位	样品编号	检测项目	检测结果	
中心二号平台生产水处理设施	进口	GH170SZ001	含油量 (mg/L)	21.8
		GH170SZ002	含油量 (mg/L)	26.2
		GH170SZ003	含油量 (mg/L)	25.0
		GH170SZ004	含油量 (mg/L)	27.2
	出口	GH170SZ005	含油量 (mg/L)	12.6
		GH170SZ006	含油量 (mg/L)	12.7
		GH170SZ007	含油量 (mg/L)	14.2
		GH170SZ008	含油量 (mg/L)	13.5
中心三号平台生产水处理设施	进口	GH170SZ009	含油量 (mg/L)	17.7
		GH170SZ010	含油量 (mg/L)	20.3
		GH170SZ011	含油量 (mg/L)	19.9
		GH170SZ012	含油量 (mg/L)	19.5
	出口	GH170SZ013	含油量 (mg/L)	10.3
		GH170SZ014	含油量 (mg/L)	11.2
		GH170SZ015	含油量 (mg/L)	8.41
		GH170SZ016	含油量 (mg/L)	8.94
CB20C 平台生产水处理设施	进口	GH170SZ017	含油量 (mg/L)	299
		GH170SZ018	含油量 (mg/L)	267
		GH170SZ019	含油量 (mg/L)	259
		GH170SZ020	含油量 (mg/L)	283
	出口	GH170SZ021	含油量 (mg/L)	21.4
		GH170SZ022	含油量 (mg/L)	24.1
		GH170SZ023	含油量 (mg/L)	24.0
		GH170SZ024	含油量 (mg/L)	23.7

本页以下空白

表 1-2 采出水检测检测结果一览表

采样日期		2025 年 3 月 20 日		
采样点位	样品编号	检测项目	检测结果	
中心二号平台生产水处理设施	进口	GH170SZ025	含油量 (mg/L)	20.0
		GH170SZ026	含油量 (mg/L)	24.1
		GH170SZ027	含油量 (mg/L)	25.1
		GH170SZ028	含油量 (mg/L)	25.8
	出口	GH170SZ029	含油量 (mg/L)	13.1
		GH170SZ030	含油量 (mg/L)	13.2
		GH170SZ031	含油量 (mg/L)	13.9
		GH170SZ032	含油量 (mg/L)	14.3
中心三号平台生产水处理设施	进口	GH170SZ033	含油量 (mg/L)	20.7
		GH170SZ034	含油量 (mg/L)	18.1
		GH170SZ035	含油量 (mg/L)	18.0
		GH170SZ036	含油量 (mg/L)	18.1
	出口	GH170SZ037	含油量 (mg/L)	9.23
		GH170SZ038	含油量 (mg/L)	9.38
		GH170SZ039	含油量 (mg/L)	9.66
		GH170SZ040	含油量 (mg/L)	10.4
CB20C 平台生产水处理设施	进口	GH170SZ041	含油量 (mg/L)	306
		GH170SZ042	含油量 (mg/L)	302
		GH170SZ043	含油量 (mg/L)	283
		GH170SZ044	含油量 (mg/L)	287
	出口	GH170SZ045	含油量 (mg/L)	25.8
		GH170SZ046	含油量 (mg/L)	19.6
		GH170SZ047	含油量 (mg/L)	24.3
		GH170SZ048	含油量 (mg/L)	23.5

本页以下空白

表 1-3 采出水检测检测结果一览表

采样日期		2025 年 3 月 21 日		
采样点位		样品编号	检测项目	检测结果
中心二号平台生产水处理设施	进口	GH170SZ049	含油量 (mg/L)	22.9
		GH170SZ050	含油量 (mg/L)	22.1
		GH170SZ051	含油量 (mg/L)	22.3
		GH170SZ052	含油量 (mg/L)	23.2
	出口	GH170SZ053	含油量 (mg/L)	15.1
		GH170SZ054	含油量 (mg/L)	15.1
		GH170SZ055	含油量 (mg/L)	11.2
		GH170SZ056	含油量 (mg/L)	13.7
中心三号平台生产水处理设施	进口	GH170SZ057	含油量 (mg/L)	17.7
		GH170SZ058	含油量 (mg/L)	17.9
		GH170SZ059	含油量 (mg/L)	21.3
		GH170SZ060	含油量 (mg/L)	19.9
	出口	GH170SZ061	含油量 (mg/L)	10.7
		GH170SZ062	含油量 (mg/L)	9.42
		GH170SZ063	含油量 (mg/L)	9.41
		GH170SZ064	含油量 (mg/L)	10.2
CB20C 平台生产水处理设施	进口	GH170SZ065	含油量 (mg/L)	288
		GH170SZ066	含油量 (mg/L)	321
		GH170SZ067	含油量 (mg/L)	307
		GH170SZ068	含油量 (mg/L)	347
	出口	GH170SZ069	含油量 (mg/L)	24.7
		GH170SZ070	含油量 (mg/L)	24.7
		GH170SZ071	含油量 (mg/L)	22.2
		GH170SZ072	含油量 (mg/L)	22.0

本页以下空白

检测报告包括封面、正文（附页）、封底，并盖有 CMA 章、检验检测专用章和骑缝章。

附表 1 检测项目分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
采出水检测方法				
1	含油量	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法 5.4 含油量	SY/T 5329-2022	/

附表 2 检测仪器、设备一览表

序号	设备名称	设备型号	设备编号
室内主要检测仪器及设备			
1	紫外/可见分光光度计	TU1810PC	LP-S-004
现场主要检测仪器及设备			
1	取水器	/	/

----- 报 告 结 束 -----

检测报告说明

(Report instructions)

1. 本公司及检验检测人员工作遵守法律、行政法规、部门规章的规定，遵循客观独立、公平公正、诚实信用原则，恪守职业道德，承担社会责任。
2. 本报告书涂改、缺页无效。
3. 本报告无审核人、签发人签字，或未加盖本公司检验检测专用章或公章无效。
4. 本报告不得部分复制，不得用作广告宣传。经本公司同意复制的复制件（全文复制）未重新加盖本公司检验检测专用章或公章无效。
5. 委托方对本报告如有异议，请于收到报告之日起 15 日内向本公司提出，逾期不予受理。
6. 本公司对委托人送检的样品进行检验检测的，检验检测报告对样品所检项目的符合性情况负责，送检样品的代表性和真实性由委托人负责。
7. 未加盖  章的检测报告，仅供委托方内部科研、教学、调查等活动，不具有对社会的证明作用。
8. “*” 表示分包的检测项目。

地址：山东·东营·东营区 胜园街道六盘山路 7 号

邮编：257000

电话：0546—7781281





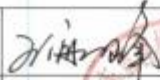
检测报告

Testing Report

报告编号: (Report ID)	LP 检字 (2025) H751
项目名称: (Project Name)	埕岛油田东部区域百万吨产能建设 (一期) 及主体调整工程验收检测
委托单位: (Applicant)	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂
检测类别: (Test Type)	委托检测
检测项目: (Test Items)	海水
报告日期: (Report Date)	2025 年 6 月 20 日

山东蓝普检测技术有限公司
Shandong LAMP Testing Technology Co.,Ltd.

项目编号: LP-H-2025-170 项目名称: 埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程验收检测

检测类别 (Test Type)	☒ 委托检测 ☐ 能力验证 ☐ 质量控制	委托单位 (Applicant)	中国石油化工股份有限公司胜利 油田分公司海洋采油厂
联系人及方式 (Contact Name)	任登龙: 13854626736	采样地址 (Applicant)	东营市河口区
样品名称 (Sample Description)	海水	样品来源 (Sample Form)	☒ 现场检测 ☒ 现场采样 ☐ 送样
		样品数量 (Sample quantity)	154
样品状态 (Sample status)	样品密封、无破损		
采样/送样日期 (Sampling Date)	2025 年 3 月 21 日~22 日	检测日期 (Test Date)	2025 年 3 月 21 日~3 月 23 日
实验室环境条件 (Laboratory environment)	符合环境检测条件要求。		
检测项目 (Test Items)	1、海水: 石油类、悬浮物、化学需氧量、氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、铜、水温共计 10 项。		
检测依据 (Test Reference)	见附表 1。		
检测结果 (Test Results)	检测数据详见本报告第 2~3 页。		
检测结论 (Test Conclusion)	本次检测不予结论判定。		
备注 (Note)	此处空白		
编制人 (Edited by)		签发人 (Approved by)	
审核人 (Checked by)		签发日期 (Issued Date)	2025.6.20

LAMP
检验检测专用章
(Special Stamp
of LAMP)

检测报告包括封面、正文(附页)、封底,并盖有 CMA 章、检验检测专用章和骑缝章。

1、海水检测结果

表 1-1 海水检测检测结果一览表

采样日期	2025 年 3 月 21 日											
检测点位	CB30A 外扩平台平台中心点, 距水面 0.5m 层		CB30A 外扩平台平台中心点, 距水面 10m 层		CB30A 外扩平台平台混合区边界处东, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台平台混合区边界处东, 距水面 10m 层	CB30A 外扩平台平台混合区边界处南, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台平台混合区边界处南, 距水面 10m 层	CB30A 外扩平台平台混合区边界处西, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台平台混合区边界处西, 距水面 10m 层	CB30A 外扩平台平台混合区边界处北, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台平台混合区边界处北, 距水面 10m 层
样品编号	GH170SZ101	GH170SZ101、102 平均值	GH170SZ104	GH170SZ104、105 平均值	GH170SZ107	GH170SZ108	GH170SZ109	GH170SZ110	GH170SZ111	GH170SZ112	GH170SZ113	GH170SZ114
石油类 (µg/L)	290	/	86.0	/	196	96.0	123	190	121	89.9	151	178
悬浮物 (mg/L)	85	/	28	/	138	130	138	141	27	132	137	122
化学需氧量 (mg/L)	/	0.96	/	1.00	1.02	1.61	1.80	1.88	1.38	1.34	1.41	1.48
氨 (mg/L)	/	0.008	/	0.010	0.010	0.012	0.015	0.012	0.011	0.006	0.009	0.012
亚硝酸盐 (mg/L)	/	0.004	/	0.004	0.003	0.003	0.007	0.004	0.001	0.002	0.003	0.002
硝酸盐氮 (mg/L)	/	0.385	/	0.123	0.038	0.158	0.195	0.210	0.132	0.068	0.189	0.110
无机磷 (mg/L)	/	0.007	/	0.022	0.011	0.007	0.010	0.021	0.019	0.003	0.007	0.005
汞 (µg/L)	/	0.035	/	0.028	0.020	0.025	0.019	0.012	0.010	0.011	0.015	0.012
镉 (µg/L)	/	ND	/	0.02	0.04	ND	0.01	ND	0.01	0.02	ND	ND
水温 (°C)	/	7.5	/	7.2	7.5	7.2	7.5	7.2	7.5	7.2	7.5	7.2

本页以下空白

检测报告包括封面、正文(附页)、封底, 并盖有 CMA 章、检验检测专用章和骑缝章。

1 100- 1000

表 1-2 海水检测检测结果一览表

采样日期	2025 年 3 月 22 日							
检测点位	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处东, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处东, 距水面 10m 层	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处南, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处南, 距水面 10m 层	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处西, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处西, 距水面 10m 层	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处北, 距水面 0.5m 层	CB30A 外扩平台 平台距离混合区 边界 500m 处北, 距水面 10m 层
样品编号	GH170SZ115	GH170SZ116	GH170SZ117	GH170SZ118	GH170SZ119	GH170SZ120	GH170SZ121	GH170SZ122
石油类 (μg/L)	89.0	127	116	89.5	86.1	106	79.0	86.1
悬浮物 (mg/L)	30	30	124	120	100	100	51	96
化学需氧量 (mg/L)	1.53	1.49	0.63	1.37	1.84	1.53	1.33	1.60
氨 (mg/L)	0.014	0.010	0.016	0.010	0.008	0.012	0.009	0.008
亚硝酸盐 (mg/L)	0.005	0.005	0.003	0.002	0.002	0.003	0.003	0.003
硝酸盐氮 (mg/L)	0.149	0.079	0.119	0.150	0.220	0.089	0.207	0.151
无机磷 (mg/L)	0.004	0.002	0.017	0.032	0.005	0.014	0.006	0.011
汞 (μg/L)	0.013	0.010	0.014	0.011	0.012	0.013	0.019	0.016
镉 (μg/L)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
水温 (°C)	7.5	7.2	7.5	7.2	7.5	7.2	7.5	7.2

本页以下空白

检测报告包括封面、正文（附页）、封底，并盖有 CMA 章、检验检测专用章和骑缝章。



附表 1 检测项目分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	方法来源	检出限
海水检测方法				
1	石油类	石油类 海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 13.2 紫外分光光度法	GB 17378.4-2007	3.5µg/L
2	悬浮物	悬浮物 海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 27 重量法	GB 17378.4-2007	/
3	化学需氧量	海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 32 化学需氧量碱性高锰酸钾法	GB 17378.4-2007	/
4	氨	氨 海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 36.1 靛酚蓝分光光度法	GB 17378.4-2007	/
5	亚硝酸盐	亚硝酸盐 海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 37 萘乙二胺分光光度法	GB 17378.4-2007	/
6	硝酸盐	硝酸盐 海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 38.1 镉柱还原法	GB 17378.4-2007	/
7	无机磷	海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 39.1 无机磷 钼钼蓝分光光度法	GB 17378.4-2007	/
8	汞	海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 5.1 汞 原子荧光法	GB 17378.4-2007	0.007µg/L
9	铜	海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 6.1 铜 无火焰原子吸收分光光度法	GB 17378.4-2007	0.01µg/L
10	水温	海洋监测规范 第 4 部分: 海水分析 25.1 水温 表层水温表法	GB 17378.4-2007	/
11	-	海洋监测规范 第 3 部分 样品采集、贮存与运输	GB 17378.3-2007	/
12	-	海洋监测规范 第 4 部分 海水分析	GB 17378.4-2007	/

附表 2 检测仪器、设备一览表

序号	设备名称	设备型号	设备编号
室内主要检测仪器及设备			
1	电子天平	SQP	LP-S-003
2	紫外/可见分光光度计	TU1810PC	LP-S-004
3	石墨炉原子吸收光谱仪	ICE 3400	LP-S-035
4	原子荧光光度计	AFS-8230	LP-S-038
5	电热板	SB-3	LP-S-086
6	电热鼓风干燥箱	DHG-9140A	LP-S-118
7	电子天平	GL2204B	LP-S-126
现场主要检测仪器及设备			
1	取水器	/	/
2	水温计	-6-40℃	LP-X-130

检测报告包括封面、正文（附页）、封底，并盖有 CMA 章、检验检测专用章和骑缝章。

附图 1 现场照片



报 告 结 束

检测报告包括封面、正文（附页）、封底，并盖有 CMA 章、检验检测专用章和骑缝章。

检测报告说明

(Report instructions)

1. 本公司及检验检测人员工作遵守法律、行政法规、部门规章的规定，遵循客观独立、公平公正、诚实信用原则，恪守职业道德，承担社会责任。
2. 本报告书涂改、缺页无效。
3. 本报告无审核人、签发人签字，或未加盖本公司检验检测专用章或公章无效。
4. 本报告不得部分复制，不得用作广告宣传。经本公司同意复制的复制件（全文复制）未重新加盖本公司检验检测专用章或公章无效。
5. 委托方对本报告如有异议，请于收到报告之日起 15 日内向本公司提出，逾期不予受理。
6. 本公司对委托人送检的样品进行检验检测的，检验检测报告对样品所检项目的符合性情况负责，送检样品的代表性和真实性由委托人负责。
7. 未加盖  章的检测报告，仅供委托方内部科研、教学、调查等活动，不具有对社会的证明作用。
8. “*” 表示分包的检测项目。

地址：山东·东营·东营区 胜园街道六盘山路 7 号

邮编：257000

电话：0546—7781281

11.17 附件 17 质控方案及质控项目结果

山东蓝普检测技术有限公司	
质量控制方案	
控制编号: LP04-JL-CX32-09	
项目编号: LP-H-2025-170	
项目名称: 埕岛油田东部区域百万吨产能建设(一期)及主体调整工程验收检测	
1、质控目的	
为进一步加强公司检测工作的质量保证和质量控制管理,确保检测数据准确可靠,提升质量管理水平,规范检测行为,特制定质量控制方案。	
2、质控目标	
按照管理体系要求,不断提高人员素质,及时为客户提供准确和有效的检测数据。	
3、质控流程	
项目负责人根据委托检测合同制定检测方案交质管综合室,质管综合室根据检测方案添加质控方案后下达给现场检测室及室内分析室,现场检测室及室内分析室严格执行质控措施要求,在项目完成后将电子版数据交给质管综合室,质管综合室审核质控结果,质控结果合格后通知项目负责人出具报告,对于质控结果异常的分析查找原因。检测原始记录纸质版交项目负责人,项目相关的检测原始记录、报告完成后及时归档。	
4、质控措施	
本项目根据标准及《质量控制管理制度》质控要求,拟实施以下质控措施:	
4.1 仪器校准:本项目所用仪器均按年度仪器设备送检校准计划送检,并在合格期内使用。	
4.2 检测人员:检测人员均经培训,并按照检测人员持证上岗考核制度要求持证上岗。	
4.3 空白样检查:本项目海水中氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉设置空白样,样品编号后加(KB),空白检测数据小于检出限,判定为合格。	
4.4 平行样检查:本项目海水中化学需氧量、氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标设置平行样,平行样测定结果符合标准要求则判定合格。	
4.5 有证物质检查:	
1/2	第 23 页 共 29 页

山东蓝普检测技术有限公司

质量控制方案

控制编号: LP04-JL-CX32-09

4.5.1 自控质控样品配制

检测人员用国家标准物质中心等单位购买的有证标准溶液, 配制标准曲线的中间点或加标作为自控质控样品, 检测结果由分析人员自行判定。

化学需氧量指标设置明控样品, 用在国家标准物质中心等单位购买的有证标准样品作为明控, 样品编号 2024416, 检测值应在证书规定的不确定度范围内, 检测结果由分析人员自行判定。

4.5.2 有证物质加标样品

4.5.2.1 现场加标

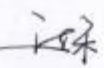
本项目海水中化学需氧量、氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标均设置现场加标样品, 加标样品样品编号为 GH170SZ103、GH170SZ106, 其加标回收率在 80%~120%之间, 则判定合格。

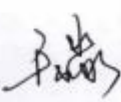
4.5.2.2 实验室加标

本项目海水中氨、亚硝酸盐、硝酸盐、无机磷、汞、镉指标均设置实验室加标样品, 其加标回收率在 80%~120%之间, 则判定合格。

检测记录均由两个持上岗证的人员签字。

以下空白

质控人员: 
日期: 2025.3.10

质量负责人: 
日期: 2025.3.10

山东蓝普检测技术有限公司

质控项目结果分析报告

项目编号: LP-H-2025-170

控制编号: LP04-JL-CX32-04

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标 回收率 (%)	平行样 均值	结论
1	2025.3.23	镉 (μg/L) 平行样	GH170SZ101	ND	/	/	/	2.34	合格
			GH170SZ102	ND					
2	2025.3.23	镉 (μg/L) 平行样	GH170SZ104	0.02	/	/	/	0.02	合格
			GH170SZ105	0.02					
3	2025.3.23	镉 (μg/L) 全程序空白	检出限	0.01	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123(KB)	ND					
4	2025.3.23	镉 (μg/L) 全程序空白	检出限	0.01	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124(KB)	ND					
5	2025.3.23	镉 (μg/L) 现场加标1	GH170SZ101	ND	/	0.60	93.3	/	合格
			GH170SZ103	0.56					
6	2025.3.23	镉 (μg/L) 现场加标2	GH170SZ105	0.02	/	0.60	88.3	/	合格
			GH170SZ106	0.55					
7	2025.3.23	镉 (μg/L) 实验室加标1	GH170SZ101	ND	/	0.60	96.3	/	合格
			GH170SZ101-1	0.578					
8	2025.3.23	镉 (μg/L) 实验室加标2	GH170SZ105	0.02	/	0.60	92.0	/	合格
			GH170SZ105-1	0.552					
9	2025.3.23	镉 (%) 加标回收率	现场加标1	93.3	1.6	/	/	/	合格
			实验室加标1	96.3					
10	2025.3.23	镉 (%) 加标回收率	现场加标2	88.3	2.1	/	/	/	合格
			实验室加标2	92.0					
11	2025.3.23	汞 (μg/L) 平行样	GH170SZ101	0.038	8.6	/	/	0.035	合格
			GH170SZ102	0.032					
12	2025.3.23	汞 (μg/L) 平行样	GH170SZ104	0.031	12.7	/	/	0.028	合格
			GH170SZ105	0.024					
13	2025.3.23	汞 (μg/L) 全程序空白	检出限	0.007	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123(KB)	ND					

第 24 页, 共 27 页

山东蓝普检测技术有限公司

质控项目结果分析报告

项目编号: LP-H-2025-170

控制编号: LP04-JL-CX32-04

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标 回收率 (%)	平行样 均值	结论
14	2025.3.23	汞 ($\mu\text{g/L}$) 全程序空白	检出限	0.007	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
15	2025.3.23	汞 ($\mu\text{g/L}$) 现场加标1	GH170SZ101	0.038	/	0.05	104.0	/	合格
			GH170SZ103	0.090					
16	2025.3.23	汞 ($\mu\text{g/L}$) 现场加标2	GH170SZ105	0.024	/	0.05	88.0	/	合格
			GH170SZ106	0.068					
17	2025.3.23	汞 ($\mu\text{g/L}$) 实验室加标1	GH170SZ101	0.038	/	0.05	90.0	/	合格
			GH170SZ101-1	0.083					
18	2025.3.23	汞 ($\mu\text{g/L}$) 实验室加标2	GH170SZ104	0.031	/	0.05	102.0	/	合格
			GH170SZ104-1	0.082					
19	2025.3.23	汞 (%) 加标回收率	现场加标1	104.0	7.2	/	/	/	合格
			实验室加标1	90.0					
20	2025.3.23	汞 (%) 加标回收率	现场加标2	88.0	7.4	/	/	/	合格
			实验室加标2	102.0					
21	2025.3.23	氨 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.008	5.9	/	/	0.008	合格
			GH170SZ102	0.009					
22	2025.3.23	氨 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.010	/	/	/	0.010	合格
			GH170SZ105	0.010					
23	2025.3.23	氨 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123 (KB)	ND					
24	2025.3.23	氨 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
25	2025.3.23	氨 (mg/L) 现场加标1	GH170SZ101	0.008	/	0.04	97.5	/	合格
			GH170SZ103	0.047					
26	2025.3.23	氨 (mg/L) 现场加标2	GH170SZ105	0.010	/	0.04	95.0	/	合格
			GH170SZ106	0.048					

第 25 页, 共 29 页

山东蓝普检测技术有限公司

质控项目结果分析报告

项目编号：LP-H-2025-170

控制编号：LP04-JL-CX32-04

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标 回收率 (%)	平行样 均值	结论
27	2025.3.23	氨 (mg/L) 实验室加标1	GH170SZ101	0.008	/	0.04	102.5	/	合格
			GH170SZ101-1	0.049					
28	2025.3.23	氨 (mg/L) 实验室加标2	GH170SZ105	0.010	/	0.04	97.5	/	合格
			GH170SZ105-1	0.049					
29	2025.3.23	氨 (%) 加标回收率	现场加标1	97.5	2.5	/	/	/	合格
			实验室加标1	102.5					
30	2025.3.23	氨 (%) 加标回收率	现场加标2	95.0	1.3	/	/	/	合格
			实验室加标2	97.5					
31	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.007	/	/	/	0.007	合格
			GH170SZ102	0.007					
32	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.021	2.3	/	/	0.022	合格
			GH170SZ105	0.022					
33	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123 (KB)	ND					
34	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
35	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 现场加标1	GH170SZ101	0.007	/	0.02	90.0	/	合格
			GH170SZ103	0.025					
36	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 现场加标2	GH170SZ105	0.022	/	0.02	90.0	/	合格
			GH170SZ106	0.040					
37	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 实验室加标1	GH170SZ101	0.007	/	0.02	85.0	/	合格
			GH170SZ101-1	0.024					
38	2025.3.23	无机磷 (mg/L) 实验室加标2	GH170SZ105	0.022	/	0.02	90.0	/	合格
			GH170SZ105-1	0.040					
39	2025.3.23	无机磷 (%) 加标回收率	现场加标1	90.0	2.9	/	/	/	合格
			实验室加标1	85.0					

山东蓝普检测技术有限公司

质控项目结果分析报告

项目编号: LP-升-2025-170

控制编号: LP04-JL-CX32-04

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标回收率 (%)	平行样均值	结论
40	2025. 3. 23	无机磷 (%) 加标回收率	现场加标2	90.0	/	/	/	/	合格
			实验室加标2	90.0					
41	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.004	/	/	/	0.004	合格
			GH170SZ102	0.004					
42	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.004	/	/	/	0.004	合格
			GH170SZ105	0.004					
43	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 全程空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123 (KB)	ND					
44	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 全程空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
45	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 现场加标1	GH170SZ101	0.004	/	0.04	92.5	/	合格
			GH170SZ103	0.041					
46	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 现场加标2	GH170SZ105	0.004	/	0.04	90.0	/	合格
			GH170SZ106	0.040					
47	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 实验室加标1	GH170SZ101	0.004	/	0.04	95.0	/	合格
			GH170SZ101-1	0.042					
48	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (mg/L) 实验室加标2	GH170SZ105	0.004	/	0.04	97.5	/	合格
			GH170SZ105-1	0.043					
49	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (%) 加标回收率	现场加标1	92.5	1.3	/	/	/	合格
			实验室加标1	95.0					
50	2025. 3. 23	亚硝酸盐 (%) 加标回收率	现场加标2	90.0	4.0	/	/	/	合格
			实验室加标2	97.5					
51	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.382	0.8	/	/	0.385	合格
			GH170SZ102	0.388					
52	2025. 3. 23	硝酸盐 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	0.133	8.1	/	/	0.123	合格
			GH170SZ105	0.113					

山东蓝普检测技术有限公司

质控项目结果分析报告

项目编号: LP-H-2025-170

控制编号: LP04-JL-CX32-04

序号	日期	开展项目	内容	结果	相对偏差 (%)	加标量	加标 回收率 (%)	平行样 均值	结论
53	2025.3.23	硝酸盐 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ123 (KB)	ND					
54	2025.3.23	硝酸盐 (mg/L) 全程序空白	检出限	/	/	/	/	/	合格
			GH170SZ124 (KB)	ND					
55	2025.3.23	硝酸盐 (mg/L) 现场加标1	GH170SZ101	0.382	/	0.04	105.0	/	合格
			GH170SZ103	0.424					
56	2025.3.23	硝酸盐 (mg/L) 现场加标2	GH170SZ105	0.113	/	0.04	97.5	/	合格
			GH170SZ106	0.152					
57	2025.3.23	硝酸盐 (mg/L) 实验室加标1	GH170SZ101	0.382	/	0.04	90.0	/	合格
			GH170SZ101-1	0.418					
58	2025.3.23	硝酸盐 (mg/L) 实验室加标2	GH170SZ105	0.113	/	0.04	92.5	/	合格
			GH170SZ105-1	0.150					
59	2025.3.23	硝酸盐 (%) 加标回收率	现场加标1	105.0	7.7	/	/	/	合格
			实验室加标1	90.0					
60	2025.3.23	硝酸盐 (%) 加标回收率	现场加标2	97.5	2.6	/	/	/	合格
			实验室加标2	92.5					
61	2025.3.23	化学需氧量 (mg/L) 平行样	GH170SZ101	0.94	2.1	/	/	0.96	合格
			GH170SZ102	0.98					
62	2025.3.23	化学需氧量 (mg/L) 平行样	GH170SZ104	1.00	/	/	/	1.00	合格
			GH170SZ105	1.00					
63	2025.3.23	化学需氧量 (mg/L) 现场加标1	GH170SZ101	0.94	/	0.40	92.5	/	合格
			GH170SZ103	1.31					
64	2025.3.23	化学需氧量 (mg/L) 现场加标2	GH170SZ105	1.00	/	0.40 40 24	95.0	/	合格
			GH170SZ106	1.38					
		以下空白							

第 28 页, 共 29 页

山东蓝普检测技术有限公司

质控项目结果分析报告

项目编号: LP-H-2025-170

控制编号: LP04-JL-CX32-04

[illegible]

评价人: YES

质量负责人:

2015年 3 月 23 日

第 204 頁, 共 204 頁

11.18 附件 18 验收工作组意见

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）环境保护设施竣工验收工作组意见

2025年7月14日，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂依据《中华人民共和国海洋环境保护法》《海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测技术规程》等法律法规、技术规范规程的要求，组织项目设计单位、施工单位、环评单位、验收报告编制单位的代表，并邀请了3名专家成立验收工作组（名单附后），在山东省东营市召开了项目验收会。

验收工作组踏勘了工程现场，查看了环境保护措施落实情况，听取了建设单位对工程建设情况和环保措施落实情况汇报、验收监测报告编制单位对竣工环境保护设施验收监测报告汇报。专家组经过认真讨论质询，形成审查意见如下：

一、工程建设基本情况

1、建设地点、规模、主要建设内容

工程建设地点位于山东省东营市渤海湾南部的埕岛油田海域，属于分期建设、分期验收，本次验收为第一期工程，工程内容主要包括中心二号平台改造、中心三号平台改造、CB20C平台改造、CB22F平台改造、新建CB30A扩井口平台并新钻1口油井（CB30A-9）。

2、建设过程及审批情况

（1）2021年1月海洋采油厂委托胜利油田检测评价研究有限公司对埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程编制环境影响报告书，2022年2月上报生态环境部：

（2）2022年5月10日取得生态环境部《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复》（批复文号为环审[2022]52号）：

（3）本项目采取分期验收的形式，2022年7月8日，本项目一期工程开工建设；2025年3月15日，一期工程建设完成；实际建设内容与环境影响评价及批复内容相比，不构成“重大变动”：

（4）2025年3月15日中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂在中国石化胜利油田网站（<http://slof.sinopec.com/slof/csr/>）对该工程的竣工日期进行了网上公示；2025年3月16日对该工程的调试起止日期进行了网上公示，调试日期为2025年3月16日~2025年9月15日；

(5) 2025 年 3 月山东蓝普检测技术有限公司进行了现场勘察和资料收集工作；2025 年 3 月 19 日~3 月 22 日开展了本期项目现场采样和监测工作；2025 年 6 月，完成了本期项目环保设施竣工验收监测报告的编制工作。

3、投资情况

本期工程实际总投资 92807.87 万元，其中环保投资 1151.02 万元。

4、验收范围

本次验收调查的范围是项目实际建设内容及其配套建设环保设施。

二、工程变动情况

本期工程实际建成情况与环评阶段相比，主要发生以下变化：中心二号平台采出水的处理能力由 $18720\text{m}^3/\text{d}$ 调整为 $14880\text{m}^3/\text{d}$ ；CB20C 平台采出液的处理能力由 $2500\text{m}^3/\text{d}$ 调整为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水的处理能力由 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 调整为 $2300\text{m}^3/\text{d}$ ；CB30A 扩井口平台 1 口油井未建设。

根据《海洋油气开发建设项目重大变动清单（试行）》（环办海洋函[2024]241 号）中对重大变动的界定，认定本期工程不构成重大变动。

三、环境保护设施建设情况

1、生态保护措施情况

本期工程施工过程对生态环境产生的影响主要为平台打桩作业产生的悬浮沙，施工作业时采用了先进施工设备，施工期按照环评及批复要求，避开了花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5 月~6 月、10 月），减轻了对海洋生态环境和渔业资源的影响。

2、污染防治和处置设施建设情况

（1）废水

施工期废水主要包括施工船舶机舱含油污水、生活污水，均运回陆地处理。运营期采出水、初期雨水经平台配套的采出水处理设施处理达标后回注，不排海。

（2）废气

通过现场调查，建设单位在施工期采用了符合国家标准的柴油及合格的施工机械和船舶，减轻了废气排放对周边环境的影响。运营期对大气环境造成影响较小。

验收调查结果表明，本期工程对周围大气环境影响较小。

（3）噪声

经调查，施工单位采取了选用低噪声施工设备等措施，有效降低了施工噪声对周围海洋生物的影响。运营期各种机械设备会产生噪声，由于海上工作远离居民区，其影响较小。

（4）固体废物

经调查，施工期钻井过程中所产生的非油层钻井固废运回陆地交胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司接收处理，油层钻井固废运回陆地交山东天中环保有

限公司进行处置；施工期船舶生活垃圾分类收集后运回陆地处理，工业垃圾全部运回陆地处理。运营期生活垃圾、生产垃圾进行分类收集后运回陆地处理。

综上，本期工程固废的产生和处置对周边环境影响较小。

3、其他环境保护措施

(1) 海洋采油厂制定了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于2022年12月3日获得生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表（备案编号：YJBH2022018）。同时按照要求配备了应急物资，定期进行溢油应急演练。

(2) 其他设施

经调查，本项目环境影响报告书及审批部门审批决定中不涉及其他环境保护设施。

四、环境保护设施调试运行效果

1、工况记录

验收期间，本期工程运行工况稳定，环境保护设施运行正常，具备验收条件。

2、污染防治和处置设施处理效果

中心二号平台、中心三号平台和 CB20C 平台进行了生产水处理系统改造：各平台的生产水含油量符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)的相关标准(30mg/L)要求，生产水处理设施稳定运行。固体废物全部分类运回陆地，委托有处理资质的单位进行处理。

综上，本期工程严格落实了环评及批复提出的相关污染防治措施。

3、其他环境保护设施实施运行效果

本项目环境影响报告书及审批部门审批决定中不涉及其他环境保护设施。

五、建设项目对环境的影响

1、海洋环境影响

监测期间，平台周围海域海水水质均符合第四类海水水质标准，周围海域也未发现平台遗弃的垃圾，本期工程的建设与运行对周围海域环境影响较小。

2、污染物排放总量

本期工程无受控污染物因子，不涉及总量申请。

六、后续要求

进一步加强环境管理工作，继续健全和完善各类环保规章制度、QHSE管理体系；进一步加强平台运行期间的工况监控、巡检和维修，定期进行全面检测和检查，防止发生溢油事件。从而不断提高污染防治和环境风险防范水平，确保项目环境安全。

七、技术专家意见

1、补充环保“三同时”检查记录文件。

- 2、梳理项目建设情况，明确已建工程、在建工程和未建工程的具体内容。
- 3、补充环保设备的第三方检验证书。
- 4、根据现场溢油应急物资变动情况，及时修订海洋油气污染应急预案。

八、验收结论

经现场验收调查，本期工程严格执行了环境影响评价制度，建立了环境管理体系，落实了环境影响报告书及其批复文件中提出的相关要求，各项污染防治措施、生态保护措施和环境风险防范措施有效可行，未对周围环境产生明显不利影响。本次验收调查期间，各项污染物均能得到妥善处置，符合竣工环境保护设施验收条件。建议本工程通过竣工环境保护设施验收。

九、验收人员信息

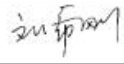
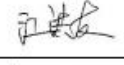
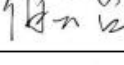
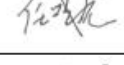
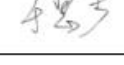
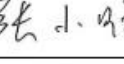
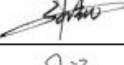
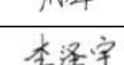
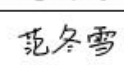
详见《埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）竣工环境保护验收成员表》。

验收专家组
2025 年 7 月 14 日

建设项目竣工环境保护验收成员表

项目名称：埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）

日期：2025 年 7 月 14 日

验收组		姓名	单位	职称/职务	签名
组长	建设单位	于君田	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂	高级工程师	
成员	技术专家	刘希刚	国家海洋局大连海洋环境监测中心站	高级工程师	
		江洪友	自然资源部天津海洋中心	高级工程师	
		伯云台	自然资源部烟台海洋中心	高级工程师	
	建设单位	任登龙	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂	高级工程师	
		于思杰	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂	工程师	
		张小明	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂	高级经济师	
	验收报告编制单位	孙凯	山东蓝普检测技术有限公司	工程师	
	施工单位	陈军	中石化胜利油建工程有限公司	助理工程师	
	设计单位	李泽宇	中石化石油工程设计有限公司	工程师	
	环评单位	范冬雪	中石化（山东）检测评价研究有限公司	工程师	

埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）验收工作组意见复核

2025年7月14日，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂组织了《埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程（第一期）环境保护设施竣工验收监测报告》企业自主验收会，并提出了整改意见，整改情况如下：

整改意见：1、补充环保“三同时”检查记录文件。

整改说明：已补充环保“三同时”检查记录文件，见报告 11.4 小节附件 4。

整改意见：2、梳理项目建设情况，明确已建工程、在建工程和未建工程的具体内容。

整改说明：已梳理项目建设情况，明确了已建工程、在建工程和未建工程的具体内容，见报告 3.6 小节表 3.6-1。

整改意见：3、补充环保设备的第三方检验证书。

整改说明：已补充环保设备的第三方检验证书，见报告 11.15 小节附件 15。

整改意见：4、根据现场溢油应急物资变动情况，及时修订海洋油气污染应急预案。

整改说明：已核实溢油应急物资情况，10.2 小节中建议及时修订海洋油气污染应急预案。

刘新刚 江建发 傅云昌

验收专家组

2025 年 7 月 25 日

11.19 附件 19 其他需要说明的事项

其他需要说明的事项

一、环境保护设施设计、施工和验收过程简况

1、设计简况

本项目位于山东省东营市埕岛油田海域，工程内容主要包括：新建 2 座采油平台、改扩建 1 座采油平台、技改 8 座采油平台、新建海底输油管线 7 条（其中 CB30A~海五联进站管线阀组涉及陆上部分约 0.9km）、新建海底注水管线 8 条、新建海底输气管线 1 条、新建海底电缆 7 条。

本期项目实际建设内容包含中心二号平台改造、中心三号平台改造、CB20C 平台改造、CB22F 平台改造、新建 CB30A 扩井口平台并新钻 1 口油井（CB30A-9）。

2、施工简况

建设单位要求施工单位严格按照合同中要求，在确保环境保护设施的建设进度和资金的保障前提下，严格落实环境影响报告书及“环审[2022]52 号”文中提出的生态保护工程和污染防治措施。

3、验收过程简况

（1）2021 年 1 月海洋采油厂委托胜利油田检测评价研究有限公司对埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程编制环境影响评价文件，2022 年 2 月上报生态环境部；

（2）2022 年 5 月 10 日取得生态环境部《关于埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书的批复》（批复文号为环审[2022]52 号）；

（3）本项目采取分期验收的形式，2022 年 7 月 8 日，本项目一期工程开工建设；2025 年 3 月 15 日，一期工程建设完成；实际建设内容与环境影响评价及批复内容相比，不构成“重大变动”；

（4）2025 年 3 月 15 日中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂在中国石化胜利油田网站（<http://slof.sinopec.com/slof/csr/>）对该工程的竣工日期进行了网上公示；2025 年 3 月 16 日对该工程的调试起止日期进行了网上公示，调试日期为 2025 年 3 月 16 日~2025 年 9 月 15 日；

（5）2025 年 3 月山东蓝普检测技术有限公司进行了现场勘察和资料收集工作；2025 年 3 月 19 日~3 月 22 日开展了本期项目现场采样和监测工作；2025 年 6 月，山东蓝普检测技术有限公司完成了本项目环保设施竣工验收监测报告的

编制工作。

(6) 根据《中华人民共和国海洋环境保护法》(2024 年 1 月 1 日), 建设单位于 2025 年 7 月 14 日组织企业自主竣工环境保护验收会, 验收工作组认为, 本项目符合竣工环境保护验收条件, 同意通过验收, 并出具验收意见。

4、公众反馈意见及处理情况

本项目设计、施工和验收期间未收到过公众反馈意见或投诉。

二、环境保护设施设计、施工和验收过程简况

1、信息公开

2025 年 3 月 15 日中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂在中国石化胜利油田网站 (<http://slof.sinopec.com/slof/csr/>) 对该工程的竣工日期进行了网上公示; 2025 年 3 月 16 日对该工程的调试起止日期进行了网上公示。

2、公众参与渠道

根据本期工程特点和实际建设情况, 建设单位采用电话(任主任, 0546-8580923)和网站回复的方式收集公众意见和建议。

3、公众意见处理

建设单位承诺会严格记录公众反馈意见或投诉、收到时间、渠道以及反馈或投诉的内容, 并及时处理或解决公众意见, 给出采纳与否的情况说明。

本期工程建设过程、验收调查期间未收到公众意见或投诉, 表明公众支持该项目的建设和运营。

三、其他环境保护对策措施的落实情况

环评批复中提出的除环境保护设施外的其他环境保护对策措施的实施情况如下:

1、严格执行作业规程和安全规程, 加强随钻监测, 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备, 建立健全井控管理系统。

落实情况: 本项目严格执行了作业规程和安全规程; 严格按设计要求实行, 加强了随钻监测, 安装了符合要求的合格防喷器井控设备, 建立了井控管理系统, 全部按设计要求试压合格; 本工程目前已施工完毕, 钻井过程中未发生溢油事故。

2、加强注水、注聚作业管理, 防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业, 在回注过程中加强实时监测, 杜绝超注超压。

落实情况: 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注聚管理工作, 根据产量和压力等变化及时优化调整配注; 加强了压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、

层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；本工程自投产运营以来，未发生因注聚等原因导致的地质性溢油风险事故。

3、切实落实环境风险防范措施。修改完善埕岛油田溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并按照规定及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。

落实情况：海洋采油厂编制了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于 2022 年 12 月取得备案；各平台配备了应急设备，定期进行了溢油应急演练，没有发生溢油事故。

4、切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，施工应避开毛虾产卵盛期（6 月）；CB371、CB30A 平台及配套管缆施工应避开花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5 月-6 月、10 月）。

落实情况：本项目严格落实了生态保护措施，合理安排施工作业时间。CB30A 扩井口平台施工时间为 2023 年 7 月-9 月，避开了花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5 月-6 月、10 月），减轻了对海洋生态环境和渔业资源的影响。

四、整改工作情况

验收会中，验收工作组对验收监测报告提出了修改意见，整改情况如下。

1、补充环保“三同时”检查记录文件。

整改说明：已补充环保“三同时”检查记录文件，见报告 11.4 小节附件 4。

2、梳理项目建设情况，明确已建工程、在建工程和未建工程的具体内容。

整改说明：已梳理项目建设情况，明确了已建工程、在建工程和未建工程的具体内容，见报告 3.6 小节表 3.6-1。

3、补充环保设备的第三方检验证书。

整改说明：已补充环保设备的第三方检验证书，见报告 11.15 小节附件 15。

4、根据现场溢油应急物资变动情况，及时修订海洋油气污染应急预案。

整改说明：已核实溢油应急物资情况，10.2 小节中建议及时修订海洋油气污染应急预案。

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂