

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： 埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、ZH10 平台及配套工程）

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

胜利油田分公司海洋采油厂

2020 年 12 月

目 录

1 前言	1
2 验收监测依据.....	2
2.1 法律依据.....	2
2.2 基础依据.....	3
3 工程概况	4
3.1 基本情况.....	4
3.1.1 工程地理位置	4
3.1.2 项目环评情况介绍.....	5
3.1.3 试运行情况.....	5
3.1.4 工程概况	5
3.1.5 环境保护投入	6
3.2 项目依托工程设施与生产工艺.....	6
3.2.1 油气水处理、集输系统依托.....	6
3.2.2 陆上终端依托.....	7
3.3 项目工程设施与生产工艺	9
3.3.1 CBG4A 平台	9
3.3.2 ZH10 平台	10
3.3.3 原油集输工艺流程分析	11
3.3.4 油气水处理工艺流程分析	11
3.3.5 注水工艺流程及注采平衡分析	12
3.4 主要污染物排放情况	12
3.5 环境保护设施	14
3.5.1 废水处理	14
3.5.2 固体废弃物处理	14
4 环境影响评价、初步设计回顾及其批复要求	16
4.1 海洋环境影响评价回顾.....	16
4.1.1 海水水质现状评价结论	16
4.1.2 沉积物环境质量现状评价结论	17

4.1.3 海洋生态环境现状评价结论	17
4.2 建设项目环境保护对策与建议.....	25
4.3 污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总	26
4.3.1 施工期污染防治措施	26
4.3.2 运营期污染防治措施	26
4.3.3 施工及运营期的生态保护措施	27
4.4 建设项目各阶段清洁生产措施.....	28
4.4.1 建设阶段清洁生产措施	28
4.4.2 生产阶段清洁生产措施.....	29
4.5 溢油事故应急处理措施.....	31
4.6 环境管理和监测计划的建议	36
4.7 环境影响报告书批复要求	37
5 验收监测评价标准.....	38
5.1 采用的规范和评价标准.....	38
5.2 平台附近海域环境质量监测采用的规范和评价标准.....	38
5.3 评价方法.....	39
5.3.1 环境质量指数法	39
5.3.2 单项污染因子评价法.....	39
6 验收监测期间工况	40
7 验收监测结果.....	41
7.1 污染物达标排放监测	41
7.1.1 生产水监测.....	41
7.1.2 生活污水监测	41
7.1.3 固体垃圾监测	42
7.1.4 总量控制指标核算.....	43
7.2 油田附近海洋环境质量监测	43
7.2.1 平台周围海域海水环境监测方案	43
7.2.2 监测结果及评价	46
7.3 环境管理调查结果	51
7.3.1 执行国家建设项目环境管理制度情况	51

7.3.2 制度管理情况	51
7.3.3 现场调查情况	51
7.3.4 溢油应急计划及应急物资配备情况	52
7.3.5 清洁生产及节能减排措施.....	53
8 质量控制结果.....	54
8.1 质控措施.....	54
8.2 质控结果.....	54
9 验收监测结论、问题与建议.....	56
9.1 结论	56
9.1.1 环境管理调查结论.....	56
9.1.2 监测结论	56
9.1.3 验收结论	57
9.2 问题与建议	57
10 验收监测报告附件	58

1 前言

埕岛油田位于渤海南部的浅海海域。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。

埕岛油田东部区块开发工程（一期）已于 2015 年 12 月获得《国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程（一期）环境保护设施竣工验收的复函》，详见附件 2。本次是对埕岛油田东部区块开发工程（一期）环保设施竣工验收进行补充自查评价。根据《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。受胜利油田分公司海洋采油厂委托，国家海洋局烟台海洋环境监测中心站（以下简称烟台中心站）负责实施目前已建成并投入试运行的 CBG4A、ZH10 平台及配套工程的环保设施竣工验收监测工作。烟台中心站于 2018 年 8 月组织有关人员，参考建设单位提供的有关资料，编制了《CBG4A、ZH10 平台及配套工程环保设施竣工验收监测实施方案》。烟台中心站于 2018 年 8 月 11 日及 2018 年 8 月 25 日至 27 日依照监测方案对工程周围海域进行海洋环境质量现状调查及油田污染防治措施和治理设施的处理能力和效果进行了验收监测，并对该项目的环保设施的建设、管理等方面进行了验收调查；并参考相关资料和勘查监测结果编写了《埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、ZH10 平台及配套工程）环境保护设施竣工验收监测报告》。

2 验收监测依据

2.1 法律依据

- 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大，2015.01.01）
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（全国人大，2017.11.04）
- 《中华人民共和国海域使用管理法》（全国人大，2002.01）
- 《中华人民共和国渔业法》（全国人大，2013.12.28）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983.12.29）
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院，2010.03.01）
- 《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，1990.06.22）
- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院，1989.2.11）
- 《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，2006.11.01）
- 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交通部，2007.8.16）
- 《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》（国家海洋局，2008.02.01）
- 《海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测技术规程》（国家海洋局，2010.10）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国家海洋局，1990.9.20）
- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局，1992.8.26）
- 《近岸海域环境功能区管理办法》（国家环保总局，1999.11）
- 《山东省海洋环境保护条例》（山东省人大，2004.12）
- 《山东省海域使用管理条例》（山东省人大，2004.01.）
- 《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》，（2012年8月）。
- 《全国海洋功能区划（2011—2020年）》，（2012年3月）

2.2 基础依据

- 《国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]532号，2014.9.10）
- 《国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程（一期）环境保护设施竣工验收的复函》（国海[2015]623号）
- 《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，2019.12.03）
- 《埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书》，中海石油环保服务（天津）有限公司，2014年5月

3 工程概况

3.1 基本情况

埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、ZH10 平台及配套工程）由胜利油田分公司海洋采油厂建设，项目建设地点在山东省东营市埕岛油田海域，水深大约在 17m-20m 的水深范围，构造上处于东斜坡。CBG4A 平台坐标为 $118^{\circ} 53' 28'' E, 38^{\circ} 18' 1.5'' N$; ZH10 平台地理坐标为 $118^{\circ} 56' 37.3'' E, 38^{\circ} 8' 8.2'' N$ 。

埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、ZH10 平台及配套工程）（以下简称该工程）环境保护设施验收内容在工程概况中详细介绍。

3.1.1 工程地理位置

埕岛油田位于渤海南部的浅海海域。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。工程建设地理位置见图 3.1-1。



图 3.1-1 工程建设地理位置图

3.1.2 项目环评情况介绍

胜利油田分公司海洋采油厂委托中海石油环保服务（天津）有限公司编制了《埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书》，并于 2014 年 9 月 10 日取得了《国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书核准意见的批复》，见附件 1。

3.1.3 试运行情况

工程于 2017 年 12 月 29 日投入试运行。

3.1.4 工程概况

埕岛油田东部区块开发工程已于 2015 年 12 月获得《国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程（一期）环境保护设施竣工验收的复函》，详见附件 2。验收内容见表 3.1-1 和表 3.1-2。

表 3.1-1 埕岛油田东部区块开发工程（一期）验收平台基本信息

编号	平台名 称	建造情况
1	CB326	已建
2	CB325	已建
3	CBG7	已建
4	CB812	已建
5	CB32A	在建

表 3.1-3 埕岛油田东部区块开发工程（一期）海底电缆管道基本信息

序号	平台名称	配套输油管线、注水管线、电缆		建造情况
1	ZH10	输油管线	ZH10→ZH104	已建
2	CB326	输油管线	CB326→CB30B	已建
		注水管线	CB32A→CB326	已建
		电缆	CB30B→CB326	已建
3	CB325	输油管线	CB325→CB326	已建
		注水管线	CB326→CB325	已建
		电缆	CB30B→CB325	已建
			CB326→CB325	在建
4	CBG7	输油管线	CBG7→CB30A	已建
		电缆	CB701→CBG7	已建
5	CB812	输油管线	CB812→SH8	已建

			SH8→CB326	已建
6	CB32A(现有平台)	电缆	CB812→CBG4A	已建
			CB30A→SH8	已建
			SH8→CB812	已建
			CB32A→CB326	已建
7	CBG4A(现有平台)	输油管线	CB326→CB32A	已建
			CBG4A →CB805	已建
			CB805→CB812	已建

本次环保设施竣工验是对埕岛油田东部区块开发工程（一期）环保设施竣工验收进行补充自查评价，包括 2 座石油平台和一条注水管线。2 座石油平台分别是 CBG4A 平台、ZH10 平台，其中 CBG4A 平台为无人值守平台，与开发三号平台连接，开发三号平台是有人驻守平台，ZH10 平台为无人值守平台；一条注水管线是 CBG4A→CB812。

表 3.1-3 平台基本信息

平台名称	经度 (E)	纬度 (N)
CBG4A	118° 53' 28"	38° 18' 1.5"
ZH10	118° 56' 37.3"	38° 8' 8.2"

3.1.5 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辅助费用，在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：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，其资金按 100% 列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 25%~50% 比例列入环境保护投资。CBG4A 安装水处理系统一套，包括清水多介质过滤器、清水精细过滤器等设备，总投资 277 万元，开发三号平台有生活污水处理装置一套，总投资 30 万元。

3.2 项目依托工程设施与生产工艺

3.2.1 油气水处理、集输系统依托

CBG4A（开发三号）平台是一座集油气生产、生活、供配电、消防、救生、通迅、自控系统、视频系统、等于一体的综合性多功能平台。平台分为井口平台、CBG4A 平台、CBG4 单平台、生活动力平台、工艺平台等五部分构成，5 口油井，

1 口水源井，1 口注水井。

各平台的油气水处理依托情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 平台依托工程表

管线类型	管线名称	规模 (m)
电缆	CB812→CBG4A	2030
输油管线	CBG4A →CB805	1670
注水管线	CBG4A→CB812	2100
电缆	CBG4A→CB805	1551
输油管线	ZH10→ZH104	2000
电缆	ZH104→ZH10	1800

3.2.2 陆上终端依托

与本项目有关的陆地依托工程主要包括：海五联、埕岛天然气预处理站、海四联和桩西联。

目前埕岛油田东部区块不进行油气水分离以及污水处理，油气是利用井口压力混输上岸到陆地联合站海五联进行处理，分离出的天然气送埕岛天然气预处理站，一部分做为埕岛联合站燃料，剩余的输送至陆上终端。目前海五联没有进行油水分离，上陆油水通过外输管线汇至海三站—海四联的外输管线上，与海三站的来液混合后外输到海四联进行原油集中处理，海四联不具备污水处理功能，污水交由附近的桩西联处理。处理后合格原油外输，污水处理合格后经海底管道输至埕岛主体区块注水平台回注地层。

(1) 海五联

海五联为 2004 年新投产的原油集中处理站，位于桩古 46 井南 1km 处，全站占地面积 48000m²，合 72.7 亩，站内填土高度约 5m，整平压实后站内坪标高 3.5m。海五联整体设计规模为：设计原油处理能力 75×10^4 t/a（约合 2200t/d）。天然气脱水能力 48×10^4 m³/d，原油外输能力 4320t/d，污水外输能力 600m³/d。目前海五联没有进行油水分离，站内原油进行油气分离、稳定后，含水原油外输至海四联合站。站内的天然气经过增压后汇入埕岛天然气预处理站。

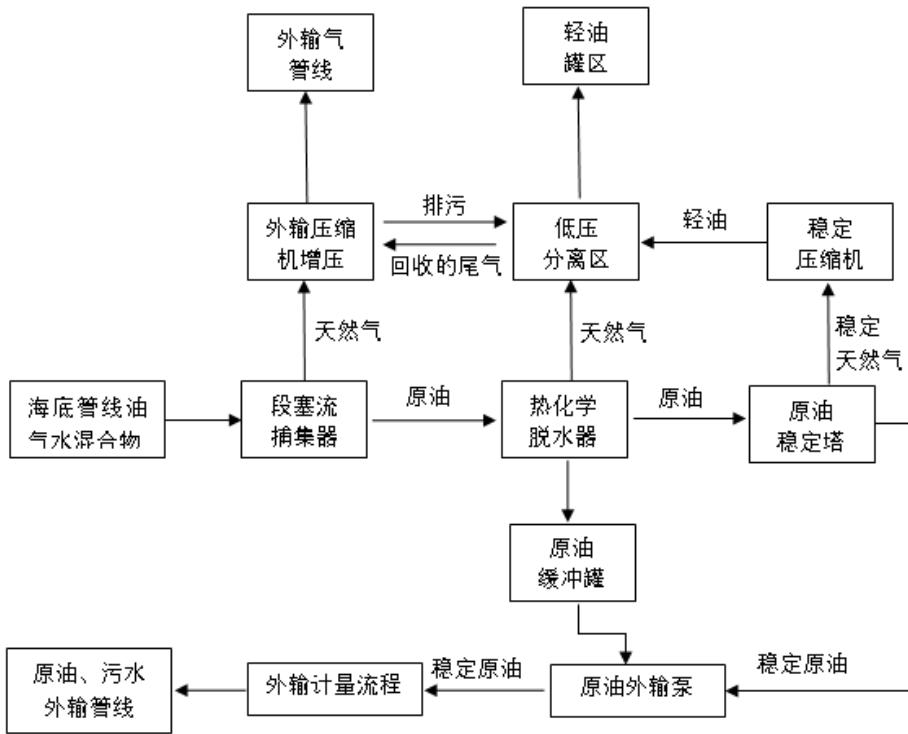


图 3.2-1 海五联合站油气处理工艺流程图

(2) 埋岛天然气预处理站

该站建在海三站附近，具有海上采气接收、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 $40 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。从该站至孤岛压气站的设计输气能力为 $75 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前该管线已经输送 $26 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 气，剩余处理能力 $49 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(3) 海四联

海四联合站于 1997 年建成投产，是一座原油集中处理站，经过多次改造后目前设计沉降脱水能力 $438 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，设计电脱水能力 $795 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，设计原油外输能力 $525 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

海四联原油处理流程如下：

站外来液 → 进站加热炉 → 一次沉降罐 → 二次沉降罐 → 脱水泵 → 脱水加热炉 → 电脱水器 → 净化油罐 → 外输泵 → 流量计 → 外输

海四联负责对海五联来液进行脱水处理，处理后的成品油与海三站处理后的成品油通过管道输往孤岛首站。海四联原设计不具备污水处理功能，经处理后的污水外输至桩西联合站，由桩西联合站进行处理。

(4) 桩西联

桩西联生产污水日处理设计规模为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前桩西联污水日处理规模约 $15000\text{m}^3/\text{d}$ ，处理污水剩余容量为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 。

污水处理主流程采用：压力沉降十三级过滤。污水处理合格后经海底管道输至海上平台回注地层，不外排。

埕岛东部区块海上油田含油生产水，经桩西联处理后合格后由海底管道输至埕岛主体区块注水平台回注地层。

(5) 海洋变电站

目前埕岛油田东区在 CB30A 平台建有 35kV 变电所 1 座，电源采用双回 35kV $3 \times 185\text{mm}^2$ 海底电缆引自陆上海五联变电所，主变容量 $2 \times 6300\text{kVA}$ ，现有负荷 2000kW ，剩余负荷 4300kW 。

3.3 项目工程设施与生产工艺

3.3.1 CBG4A 平台

CBG4A（开发三号）平台是一座集油气生产、生活、供配电、消防、救生、通迅、自控系统、视频系统、等于一体的综合性多功能平台。平台分为井口平台、CBG4A 平台、CBG4 单平台、生活动力平台、工艺平台等五部分构成，5 口油井，1 口水源井，1 口注水井。平面布置图见图 3.3-1。

开发三号（CBG4A）平台平面布置图

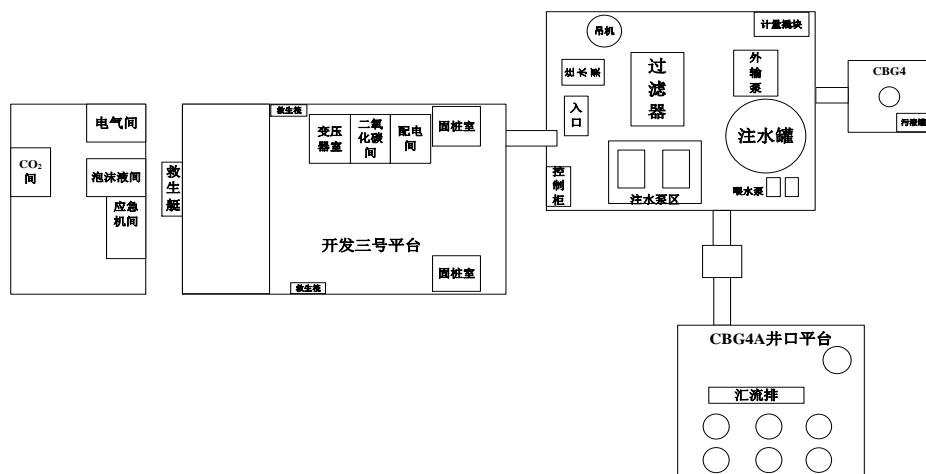


图 3.3-1 CBG4A（开发三号）平台平面布置图

平台构架为：开发三号平台、CBG4A 井口平台、CBG4 单井平台、CBG4A 生产平台通过栈桥连接。

KF3 平台：1999 年在天津塘沽胜保旺船厂改造，2001 年 11 月投产，2003 年 8 月底主机改造，改造为固定式平台。平台电力由 CB812 平台通过 6KV 海缆提供，由栈桥连接工艺及 CBG4A 井组平台及 CBG4 单平台。2016 年 3 月改造，拆除 1000 方储油罐，新建高低压变配电室一座。

CBG4A 井口平台：建设于 2001 年 1 月，2016 年新钻 2 口油井，利用已建的油井转为水源井。2017 年 1 月 20 日投入试生产，CBG4A 平台油井井口产出物与 CBG4 单井平台出口产出物在 CBG4A 生产平台加热、计量后，通过海底管线输送至 CB805 平台。

井口有：电加热器 1 台，油井 4 口（CBG4A-3、CBG4A-4、CBG4A-5、CBGX405）、水井 1 口（CBG4A-2）、水源井 1 口（CBG4A-1）。

CBG4A 生产平台：建设于 2001 年 1 月，后于 2016 年 4 月上部组块进行改造，2017 年 1 月 20 日投入试生产，为本平台及 CB812 区块其他平台提供高压水，主要设施包括：60m³ 注水罐一座、注水泵 3 台，喂水泵 2 台、计量加热器 1 台、分离器 1 台、吊机 1 台、金刚砂及金属膜过滤器等组成。

CBG4 单井平台：油井 1 口，污液罐 1 座。

3.3.2 ZH10 平台

ZH10 平台投产于 2005 年 10 月，2015 年 2 月完成了 6 井式井口就位，2017 年 9 月进行上部组块的改造，2017 年 12 月 29 日投入试生产。ZH10 平台由井口平台、工艺平台、火炬桩组成，中间由栈桥连接。共有油井 3 口（ZH10A-1、ZH10A-2、ZH10A-3），平台生产的油气通过 ZH10-ZH104、ZH104-登陆点海管，最后输送至海五联。目前 ZH10 平台 3 口油井全部关停。

该平台电力是由 ZH104 通过 10KV 海底电缆供给。工艺平台导管架为钢桁架三桩腿结构，平台甲板长 19.6m，宽 13m；主要设施有浙江金龙生产的 φ800 计量分离器 1 台、海洋电气生产的 150KW 生产电加热器 2 台、50KW 计量电加热器 1 台，加药撬块 2 套，VERSATECH 六井式安全阀控制柜 1 台，设备房分为上下两层，上层为低压室，主要设备有自动化仪表柜、UPS、电加热器控制柜、低压控制屏、直流电源柜、电泵控制柜；下层为变压器室和开关室，主要设备为

开关柜和变压器。平面布置图见图 3.3-2。

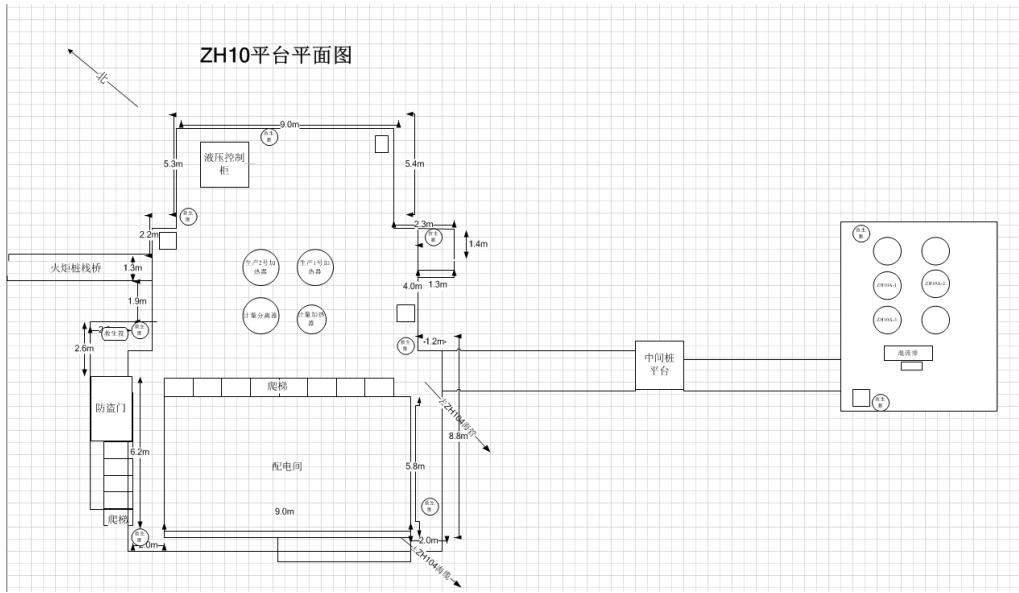


图 3.3-2 ZH10 平台平面布置图

3.3.3 原油集输工艺流程分析

本工程 2 个台物流均通过新建或已建原油管线集输至海五联进行气液分离，分离出的气经海五联天然气处理系统进行处理；分离出的液经管线输往海四联进行最终处理。

3.3.4 油气水处理工艺流程分析

各平台物流通过海底管线集输至海五联进行气液分离，分离出的气经海五联天然气处理系统进行处理。一旦出现原油天然气处理系统事故，天然气进入火炬系统进行处理。

分离出的液进入原油外输加热器经加热增压后由管线输往海四联进行最终处理。海四联对含水原油进行沉降处理，原油处理流程如下：

站外来液→进站加热炉→一次沉降罐→二次沉降罐→脱水泵→脱水加热炉→电脱水器→净化油罐→外输泵→流量计→外输。

本工程含水原油经海四联脱水处理后，含油污水外输至桩西联合站，由桩西联合站进行集中处理。污水处理主流程采用：压力沉降+三级过滤。处理后污水一部分外排；一部分送胜利油田分公司海上平台进行回注。

本工程含油污水经处理后，全部送胜利油田分公司海上平台进行回注，污水

外排量为零。

3.3.5 注水工艺流程及注采平衡分析

本工程各平台均由水源井提供注水，本工程产生的含油生产水经陆上终端处理达标后经海底管道输至埕岛主体区块注水平台回注地层。

水源井出水经处理后达标后用于回注，其工艺流程如下：水源井→多介质过滤器→金属膜过滤器→注水罐→注水泵→计量配水阀组→注水井口。

3.4 主要污染物排放情况

表 3.4-1 为海上工程主要污染源和污染物排放情况。

表 3.4-1 海上工程污染物排放量汇总表

阶段	污染源	产生量 (m ³)	排放量 (m ³)	最大排放速率	污染因子	处理方式和去向
海上施工阶段	机舱含油污水	6.6	0	0	石油类	运回陆上统一
	生活污水	352	352	/	COD	经处理达标后排海
	生活垃圾	0.8 t	0	0	食品固体废弃物	运回陆上统一处理
	工业垃圾	1.1t	0	0	废弃边角料等	运回陆上统一处理
	海管试压液	75	0	--	/	进入水井
	钻屑泥浆	1157	0	/	/	陆地回收处理
生产阶段	机舱含油污水	5m ³ /a	0	0	石油类	运回陆上处理
	工业垃圾	3.2t/a	0	0	废弃边角料等	运回陆上处理
	生活垃圾	9.6t/a	0	0	食品固体废弃物	运回陆上处理

3.5 环境保护设施

3.5.1 废水处理

3.5.1.1 生活污水处理系统

目前开发三号平台值守人员为 10 人，最大使用人数 12 人。生活污水处理装置是 SWCM-30 型一体化生活污水处理装置一套，处理能力为平均 6000 升/d。



图 3.5-1 CBG4A 平台生活污水处理装置及其铭牌

3.5.1.2 含油生产水处理

本项目平台不设含油生产水处理设施，含油生产水均依托其他平台进行处理，处理达标后回注，在工程运行期间没有外排。

3.5.2 固体废弃物处理

有人值守 CBG4A 平台上设置生活垃圾收集装置，设计容量 0.2m³，对生活垃圾进行集中收集，定期运回陆上处理。生活垃圾收集装置如图 3.5-2。

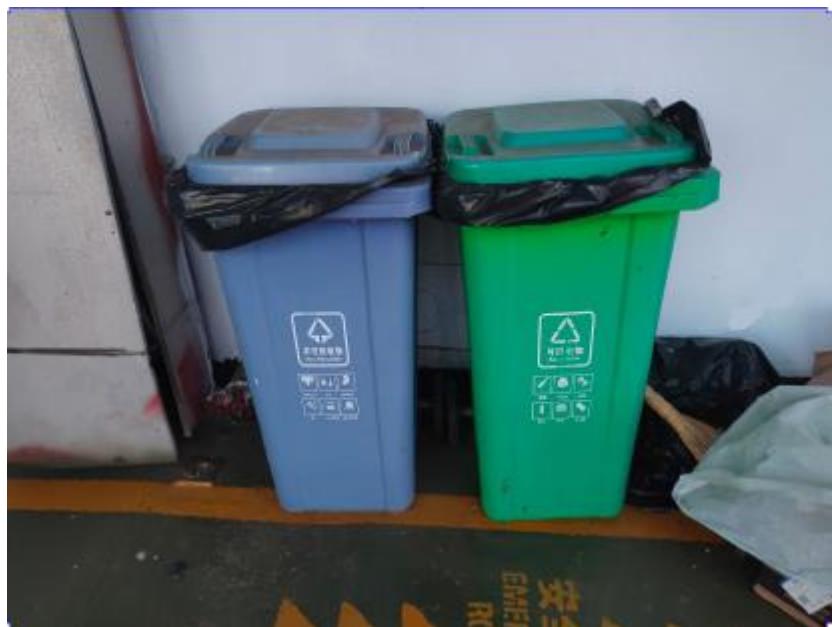


图 3.5-2 平台垃圾箱

4 环境影响评价、初步设计回顾及其批复要求

4.1 海洋环境影响评价回顾

为了解拟建工程海域的环境质量现状，本评价工程海域环境质量现状调查与评价采用历史资料收集与实际现状调查相结合的方式，其中渔业资源历史调查数据采用中国水产科学研究院黄海水产研究所 2011 年在本海区进行的调查数据。

现状调查委托青岛环海海洋工程勘察研究院在 2011 年 5 月、2011 年 9 月进行了水质、沉积物、海洋生态环境质量的调查与监测，2013 年 5 月进行了春季生物质量补充调查与监测，2013 年 9 月进行了秋季生物质量补充调查与监测。

4.1.1 海水水质现状评价结论

根据《海水水质标准》为依据进行评价，2011 年 5 月和 9 月水质参数评价结果如下：

2011 年 5 月调查结果显示：表层 COD 有 7 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 12.73%，其中 S23 和 S33 满足所在功能区四类水质标准。底层有 4 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 14.81%，其中 2 个站位超过海水水质二类标准，1 个站位超过海水水质三类标准，全部符合海水水质四类标准；表层无机氮 55 个站位均超出海水水质一类标准，超标率为 100%，31 个站位超过二类海水水质标准，超标率为 56.36%，底层无机氮所有站位超过海水水质一类标准，13 个站位超出海水水质二类标准，超标率为 48.15%，全部符合海水水质三类标准；表层磷酸盐有 6 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 10.91%，均满足二类海水水质标准，底层有 1 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 3.70%，全部符合海水水质二类标准；表层石油类有 30 个站位超过海水水质一类标准，超标率为 54.55%，全部满足海水水质三类标准；表层铅、锌所有站位均超过海水水质一类标准，全部符合海水水质二类标准，底层铅、锌均为 27 个站位超出海水水质一类标准，全部符合海水水质二类标准，底层铅、锌 24 个站位超出所在功能区执行水质标准，全部位于一类水质目标区；表层总汞所有站位超出海水水质一类标准，5 个站位超过海水水质二类、三类标准，超标率为 9.09%，全部满足海水水质四类标准，底层总汞 26 个站位超过海水水质一类标准，超标率为

96.3%，一个站位超海水水质二类、三类标准，全部符合海水水质四类标准；表层砷有 6 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 10.91%，全部符合二类海水水质标准，底层砷有 9 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 33.33%，全部符合海水水质二类标准；其它调查因子均满足海水水质一类标准。

2011 年 9 月调查结果显示：表层 COD 有 10 个站位超过了海水水质一类标准，超标率为 18.18%，其中 3 个站位超过了海水水质二类标准，全部符合海水水质三类标准，底层有 7 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 25.93%，其中有 4 个站位超出海水水质二类标准，所有站位符合海水水质三类标准；表、底层无机氮分别有 52 个、21 个站位超过了海水水质一类标准，全部满足海水水质二类标准；表层石油类有 23 个站位超过了一类、二类海水水质标准，全部满足海水水质三类标准；表层铅、锌所有站位超出海水水质一类标准，全部满足海水水质二类标准，表层总汞有 54 个站位超出海水水质一类标准，超标率为 98.18%，全部符合海水水质二类标准，底层铅、锌及总汞所有站位均超过海水水质一类标准，符合海水水质二类标准；表、底层砷分别有 5 个、3 个站位超出海水水质一类标准，均符合海水水质二类标准；其它调查因子均满足海水水质一类因子。

4.1.2 沉积物环境质量现状评价结论

调查区沉积物各调查项目超标率均为 0，即均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）相应标准的要求。2011 年 5 月调查结果显示，调查海区沉积物总体环境较好，全部评价因子的标准指数均小于 1，各沉积物调查站位沉积物质量均符合所在功能区沉积物质量执行标准要求。

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

（1）2011 年 5 月现状调查评价

表层水域叶绿素 a 含量在（1.09~7.55）mg/m³ 之间变化，平均含量为 2.78 mg/m³，叶绿素 a 含量最高值出现在 S42 号站，只有该站的表层水域叶绿素 a 含量在 7.00 mg/m³ 以上；叶绿素 a 含量最低值出现在 S51 号站。

底层水域叶绿素 a 含量在（0.95~4.93）mg/m³ 之间，最高值和最低值的出现站位与表层水域基本一致。叶绿素 a 含量的最高值出现在 S14 号站，其次为 S28 号站，只有这两个站叶绿素 a 含量在 4.00 mg/m³ 以上；叶绿素 a 含量的最低

值出现在 S51 号站，只有该站位叶绿素 a 含量在 1.00 mg/m^3 以下。同一个调查站表层水域中与底层中的叶绿素 a 含量相差不大。

(2) 2011 年 9 月现状调查评价

表层水域叶绿素 a 含量在 $(1.30\sim9.62) \text{ mg/m}^3$ 之间变化（图 5.3-3），平均含量为 3.91 mg/m^3 ，最高值在 25 号站，29 号站次之，叶绿素 a 含量在 5.00 mg/m^3 以上的有 8 个站，占总调查站位的 22.9%；最低值在 6 号站，11 号站和 18 号站次之。叶绿素 a 含量在 $(1.00\sim2.00) \text{ mg/m}^3$ 之间的共有 9 个站，占总调查站位的 25.7%，其余调查站表层水域叶绿素 a 含量均在 $(2.00\sim5.00) \text{ mg/m}^3$ 之间。

底层水域叶绿素 a 含量在 $(1.30\sim9.37) \text{ mg/m}^3$ 之间，最高值出现在 8 号站，51 号站次之，只有这两个站的底层叶绿素 a 含量在 5.00 mg/m^3 以上；最低值在 11 号站，17 号站和 22 号站次之。

4.1.3.2 浮游植物

(1) 2011 年 5 月现状调查评价

① 种类组成及优势种

调查共发现浮游植物 50 种，隶属硅藻门、甲藻门和金藻门，其中硅藻门共发现浮游植物 44 种，占发现总种类的 88.0%；甲藻门共发现 5 种，占发现总种类数的 10.0%；金藻门发现 1 种，占发现总种类数的 2.0%。

本次调查发现浮游植物的生态类型以温带广布性种为主，优势种为：圆筛藻 (*Coscinodiscus sp.*)、具槽直链藻 (*Leptocylindrus danicus*)、布氏双尾藻 (*Ditylum brightwellii*)、斯氏根管藻 (*Rhizosolenia stolterfothii*) 和夜光藻 (*Noctiluca scintillans*)。

② 数量分布

调查海区浮游植物细胞密度变化范围在 $(4.16\sim365.60) \times 10^4 \text{ 个}/\text{m}^3$ 之间，平均为 $76.07 \times 10^4 \text{ 个}/\text{m}^3$ 。浮游植物细胞密度最高值出现在 S6 号站，S34 号站次之，其次是 S33 号站和 S27 号站，这四个站浮游植物细胞密度在 $300.00 \times 10^4 \text{ 个}/\text{m}^3$ 以上；浮游植物细胞密度的最低值出现在 S43 号站，其次为 S14、S49 和 S5 号站，这四个站位浮游植物细胞密度在 $10.00 \times 10^4 \text{ 个}/\text{m}^3$ 以下。

③ 多样性指数

生物群落种类多样性评价方法标准采用种类数量信息函数表示的香农—韦

弗(Shannon—Weaver, 1963)多样性指数;丰富度采用马卡列夫(Margalef,1958)计算式;均匀度采用皮诺(Pielou,1966)计算式,与优势度是两个相对应的指数。

根据这个评价标准,本次调查浮游植物群落的丰富值在0.3259~1.4261之间,平均为0.9870,多样性指数在0.7653~3.5260之间,平均为2.4367,均匀度的变化范围在0.1716~0.8090之间,平均为0.5782,优势度在0.3722~0.9311之间,平均为0.6556,各项指数处在正常范围之内。

(2) 2011年9月现状调查评价

① 种类组成及优势种

调查共发现浮游植物18属35种,隶属硅藻门和甲藻门两个门类,其中硅藻门共发现浮游植物15属29种,占发现总种类的82.9%,甲藻门3属6种,占发现总种类数的17.1%。

本次调查发现浮游植物的生态类型以温带广布性种为主,优势种是一种圆筛藻(*Coscinodiscus sp.*)。

② 数量分布

调查海区浮游植物细胞数量变化范围在 $(35.47\sim2348.37)\times10^4$ 个/ m^3 之间(见表5.3-6),平均为 382.05×10^4 个/ m^3 。调查各站之间浮游植物细胞数量变化幅度较大,最高值是最低值的66倍。最高值在54号站,40号站次之,再次是27号站,这三个站的浮游植物细胞数量均在 1000.00×10^4 个/ m^3 以上。浮游植物细胞数量在 100.00×10^4 个/ m^3 以上的共有26个站,占总调查站位生物74.3%,在 100.00×10^4 个/ m^3 以内的有9个站,占总调查站位生物25.7%。最低值在6号站,17号站次之,再次是22号站,这三个站的浮游植物细胞数量均在 50.00×10^4 个/ m^3 以内。

硅藻的细胞数量在发现浮游植物中占据绝对优势,变化幅度在 $(34.86\sim2316.36)\times10^4$ 个/ m^3 之间,平均为 372.94×10^4 个/ m^3 。在每个调查站的浮游植物细胞数量中所占比例在86.9%~100.0%之间,所占比例低于90.0%的只有41号站。

一种圆筛藻(*Coscinodiscus sp.*)的细胞数量在 $(26.26\sim184.20)\times10^4$ 个/ m^3 之间,变化幅度较大,平均为 285.47×10^4 个/ m^3 ,在每个调查站的浮游植物细胞数量中所占比例在7.0%~96.4%之间

4.1.3.3 浮游动物

(1) 2011 年 5 月现状调查评价

① 种类组成及优势种

调查海域共发现浮游动物22种，其中桡足类发现10种，占总种类数的45.5%，端足类发现3种，占总种类数的13.6%，糠虾和水母类各2种，均占总种类数的9.1%，毛颚类、夜光虫、涟虫、毛虾和一种甲壳类各发现1种，共占总种类数的22.7%。另外还发现5种幼体，1种鱼卵和1种仔鱼。本次调查浮游动物优势种为中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）和强壮箭虫（*Sagitta crassa*）。

② 个体数量及生物量分布

调查海域浮游动物个体数量在(40.1~2320.1)个/m³之间，平均为438.0个/m³，变化幅度较大，最高值在S20号站，浮游动物个体数量达2320.1个/m³，约是最低值的58倍，S16号站次之，这两个站的浮游动物个体数量均在1000个/m³以上，最低值在S55号站，只有该站的浮游动物个体数量在100.0个/m³以内。

调查期间浮游动物湿重生物量的变化范围在(65.2~1657.3)mg/m³之间，平均为435.4 mg/m³。最高值同样出现在S20号站，其次是S16号站，这2个站的浮游动物生物量在1000.0 mg/m³以上，最低值在S55号站，S34号站次之，只有这两个站的浮游动物生物量在100.0 mg/m³以内。浮游动物湿重生物量的变化趋势与个体数量的站间变化规律基本一致。

③ 多样性指数

根据生物群落种类多样性评价标准，本次调查浮游动物丰富度在0.1056~0.7719之间，平均为0.4313；多样性指数在0.2920~2.1909之间，平均为1.1475；均匀度的变化范围在0.1884~0.9436之间，平均为0.5586；优势度在0.5289~0.9591之间，平均为0.8425。

(2) 2011 年 9 月现状调查评价

① 种类组成及优势种

调查共出现浮游动物19种，另外还有9种幼体和幼虫。其中原生动物1种，水母类3种，桡足类9种，端足类3种，涟虫类1种，毛颚类1种和毛虾1种（见浮游动物种名录）。浮游动物的优势种类是背针胸刺水蚤（*Centropages dorsispinatus*）和强壮箭虫（*Sagitta crassa*）等。

② 个体数量及生物量分布

该次调查浮游动物的生物量变化幅度较大，其范围在（3.08~178.00）mg/m³之间，平均值为 42.07mg/m³。以 40 号站最高，54 号站和 26 号站次之，这三个站浮游动物的生物量均在 100.00mg/m³ 以上。8 号站最低，生物量在 10.00mg/m³以下的还有 11 号站、20 号站和 45 号站。

浮游动物个体数量范围在（2.5~220.0）个/ m³ 之间，平均值为 50.8 个/ m³，最高点同样出现在 40 号站，也只有这一个站的浮游动物个体数量在 200.0 个/ m³以上，26 号站次之，再次是 54 号站，这两个站的浮游动物个体数量也在 100.0 个/ m³ 以上。浮游动物个体密度最低的是 8 号站，45 号站次之，这两个站的浮游动物个体数量均在 10.0 个/ m³ 以下，32 号站、11 号站、20 号站、3 号站的浮游动物个体数量也不高，均在 15.0 个/ m³ 以下。

4.1.3.4 底栖生物

（1）2011 年 5 月现状调查评价

① 种类组成

调查共发现底栖生物 68 种，隶属环节动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物、脊索动物、纽形动物和线形动物 7 个门类，环节发现种类数最多，共发现 28 种，占总发现种类数的 41.2%，软体动物次之，共发现 19 种，占底栖生物发现总种类数的 27.9%，节肢动物的甲壳类发现 14 种，占底栖生物发现总种类数的 20.6%，棘皮动物发现 4 种，占发现总种类数的 5.9%，脊椎动物、纽形动物和线形动物各发现一种，各占发现总种类数的 1.5%。各调查站发现的底栖生物种类存在一定差异，优势种不明显。

② 栖息密度和生物量

本次调查发现底栖生物栖息密度较低，变化范围在（0~240）个/m² 之间，平均密度为 70.8 个/m²。底栖生物栖息密度最高值出现在 S14 站，其次是 S36 号站和 S41 号站，这三个站底栖生物的栖息密度都在 200 个/m² 以上；底栖生物生物量最低值出现在 S4 和 S5 号站，这 2 个站所采集的沉积物中未发现底栖生物。

底栖生物湿重生物量的变化幅度较大，变化范围在（0~66.48）g/m² 之间变化，平均为 8.36 g/m²。底栖生物生物量最高值出现在 S24 号站，S45 号站次之，这两个站的生物量均在 50.00 g/m² 以上；生物量最低值出现在 S4 和 S5 号站，这

2个站所采集的沉积物中未发现底栖生物。

③ 多样性指数

本次调查底栖生物优势度不明显，根据生物群落种类多样性评价标准，只对其余三个群落特征指数进行统计，丰富度在0~1.3544之间，平均为0.5658，多样性指数在0~3.1699之间，平均为1.7767；均匀度在0.5436~1.0000之间，平均为0.9340。本次调查底栖生物群落的多样性不高。

(2) 2011年9月现状调查评价

① 种类组成

调查共发现底栖生物51种，隶属环节动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物、纽形动物和线形动物六个门类，环节动物的多毛类现种类数最多，共发现20种，占总发现种类数的39.2%，软体动物次之，共发现15种，占底栖生物发现总种类数的29.4%，节肢动物的甲壳类发现12种，占底栖生物发现总种类数的23.6%，棘皮动物发现2种，占发现总种类数的3.9%，纽形动物和线形动物各发现1种，共占发现总种类数的3.9%。各调查站发现的底栖生物种类存在一定差异，优势种不明显。

② 栖息密度和生物量

本次调查发现底栖生物栖息密度较低，变化范围在(20~300)个/m²之间，平均密度为85个/m²，最高值出现在11站，8号站次之，其余调查站的底栖生物栖息密度在200个/m²以下，5号站、10号站、20号站、41号站、48号发现的底栖生物栖息密度均很低，栖息密度在50个/m²以下的共有13个站，占底栖生物总调查站的37.1%，栖息密度在100个/m²及以下的共有25个站，占底栖生物总调查站的71.4%。

底栖生物湿重生物量的变化幅度较大，变化范围在(0.01~29.20)g/m²之间变化，平均为2.17g/m²。最高值在40号站，只有这一个站的生物量均在20.00 g/m²以上，3号站次之，其余调查站的底栖生物生物量均在10.00 g/m²以下，生物量在1.00 g/m²以下的共有20个站，占底栖生物总调查站的57.1%。生物量在0.10 g/m²以下的有6个，占底栖生物总调查站的17.1%，其中以41号站最低，5号站和33号站次之。生物个体间的大小差别致使生物量的站间变化与栖息密度的站间变化存在一定差异。

4.1.3.5 生物质量

2011 年 5 月调查结果中鰤虎鱼体内重金属符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的生物质量标准；石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准；白虾体内金属符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的生物质量标准；石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准；四角蛤蜊体内铬和铅的含量超过一类海洋贝类生物质量标准值满足二类海洋贝类生物质量标准值；其余六种残留物的含量满足一类海洋贝类生物质量标准值。

2011 年 9 月调查结果中日本蟳体内重金属符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的生物质量标准；石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准；鲻体内重金属符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的生物质量标准；石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准；红螺体内砷的含量超过一类海洋贝类生物质量标准值满足二类海洋贝类生物质量标准值；其余六种残留物的含量满足一类海洋贝类生物质量标准值。

2013 年 5 月调查结果中软体动物中各生物的监测因子满足《海洋生物质量标准》（GB18421-2001）中的一类标准；甲壳类动物重金属含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准，石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准；各种鱼类重金属均符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的生物质量标准；石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准。

2013 年 9 月调查结果中软体动物各监测因子均满足《海洋生物质量标准》

(GB18421-2001) 一类标准；甲壳类动物重金属符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的生物质量标准，石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准；鱼类重金属符合《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的生物质量标准，石油烃含量符合《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的生物质量标准。

4.2 建设项目环境保护对策与建议

在设计阶段充分考虑该工程可能对环境的影响从而采取了一系列主动性的、切实可行的环境保护措施。

(1) 由于各生产平台距离黄河三角洲国家自然保护区和东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区较近，如果发生事故性溢油，其危害性将是严重的。因此，建设单位应按本评价提出的要求编制溢油应急预案和计划，配备控制溢油的有效应急设备和器材。经常定期开展巡检自查，一旦溢油事故发生，立即采取措施将溢油控制在最小范围内，并应及时向上级公司和海洋主管部门通报情况。

(2) 由于工程周边的平台、注水管线、输油管线以及海底电缆较多，因此在施工过程中要注意避让，防止对周边平台和管线造成破坏。

(3) 施工时间尽量避开鱼类、虾类的繁殖和幼体生长季节（5~7月）。

(4) 施工时将施工计划提前通报军队相关部门。

(5) 在埕岛油田建设过程中的施工船舶，应严格按照相关规定，悬挂号灯、号型，严格遵守航行规定和相关的法律法规，如有特殊航行需要，应提前向当地海事机构申请，以保障航行安全。

(6) 在项目启动后，能够以“精细油藏管理”的思路，做好油田的开发、各类风险防范工作。

(7) 鉴于本项目存在注水溢油风险，建议建设单位应结合本工区的地质构造特点，加强断层时空分布、临界开启压力的科学的研究，关注注水地层的断层时空分布、临界开启压力变化情况，及时调整、升级注水溢油风险防范措施，确保安全注水。

4.3 污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总

4.3.1 施工期污染防治措施

根据工程分析结果，埕岛油田东部区块开发工程海上施工期产生的主要污染物包括钻屑、泥浆、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。作业者将采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的排放和处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

(1) 泥浆、钻屑：本项目产生的含油泥浆、钻屑零排放，由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司接收处理，资质见附件 3。

(2) 机舱含油污水：按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》（交海发〔2007〕165 号）及 73/78 公约的要求，所有参加海上施工作业的船舶都按要求配备油水分离器，机舱排污设备铅封。本项目产生的机舱含油污水委托山东海胜海洋集团有限公司接收处理（资质见附件 4、合同见附件 5）。

(3) 生活污水：由船舶生活污水处理装置处理后排海。

(4) 生活垃圾和生产垃圾：除食品废弃物外，其他生活垃圾和生产垃圾禁止排入海中，将集中装箱运回陆地，由山东利民保洁东营港分公司（资质见附件 6、合同见附件 7）。

(5) 根据国家海洋局 2004 年发布的《海底电缆管道保护规定》中规定，沿海宽阔海域海底电缆管道两侧各 500 米为海底电缆管道保护区，禁止在海底电缆管道保护区内从事底拖捕捞或者其它可能破坏海底电缆管道安全的海上作业。本工程投产前将划定海底电缆管道保护区，向社会公告，并报送海洋行政主管部门备案，避免渔船拖网作业等对海底电缆、管道造成破坏。

4.3.2 运营期污染防治措施

埕岛油田东部区块新建平台均为无人值守平台，本项目运营期不新增定员，不新增

生活污水及生活垃圾。本项目运营期产生的污染物主要为含油生产水、机舱含油污水、生产垃圾等。作业者均将采取相应污染防治措施，以使上述污染物的排放和处理/处置符合国家或地方法规和标准的要求。

(1) 含油生产水：本工程产生的含油生产水经陆上终端处理达标后经海底管道输至埕岛主体区块注水平台回注地层，不外排。

(2) 机舱含油污水：机舱排污设备铅封，本项目产生的机舱含油污水委托山东海胜海洋集团有限公司接收处理。

(3) 生产垃圾：运回陆地，委托山东利民保洁东营港分公司处理。

4.3.3 施工及运营期的生态保护措施

(1) 工程区局部落在“滨州-东营北农渔业区”，鱼类资源产卵盛期主要在每年的5~7月，建设单位应加强对施工单位的管理，管道铺设时间的选择综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素，根据工程施工进度合理调整作业时间，应尽量避开鱼类资源产卵盛期（5~7月）。

(2) 通过改进铺管工艺流程等方式提高工效，缩短海底管道铺设时间，以减轻对渔业、环境造成的损失。

(3) 钻井泥浆应采用符合技术要求的配方，加大泥浆循环使用力度，尽量减少泥浆排海量，含油泥浆钻屑全部运回陆地处理。含油生产水送陆上处理达标后，经海底管道输至埕岛主体区块注水平台回注地层，不外排。

(4) 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。

(5) 本工程施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。对在施工过程和生产过程中造成的渔业资源损失给予适当的经济补偿。

(6) 渔业资源的损失进行经济补偿主要用于渔业主管部门增殖放流、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。生态补偿的具体措施由建设单位与渔业行政主管部门协商决定。

4.4 建设项目各阶段清洁生产措施

4.4.1 建设阶段清洁生产措施

(1) 采用环保型天然聚合物钻井液

钻井用泥浆（钻井液）可分为油基泥浆、水基泥浆和混油泥浆。为降低泥浆排放对海水水质、底质及海洋生物的影响，本油田钻井作业过程中，不使用毒性较大的油基泥浆和混油泥浆，选择了无毒的环保型天然聚合物水基泥浆，减少了环境损害。

(2) 钻井泥浆循环使用

在油田开发钻井过程中，泥浆循环使用。研究表明，环保型天然聚合物钻井泥浆性能优越，抗杂质污染性能良好，泥浆使用寿命长。应加强钻井过程管理，减少泥浆的使用量。

泥浆处理罐组布置在井口附近。罐上布置振动筛、除沙器、除泥器、离心机等泥浆净化设备。钻井作业中，未遇油层时泥浆通过钻井平台泥浆循环系统携带出井内钻屑，首先进入平台振动筛进行筛选，钻屑（携带部分泥浆）被筛出，最后，粒径小于 2um 的泥浆进入泥浆泵循环使用。从振动筛出来的岩屑与含油钻屑一起定期运回陆地处理。

(3) 环保要求

建设阶段参加海上施工的船舶及其有关人员应严格执行《海洋环境保护法》、《海上交通安全法》、《防止船舶污染海域管理条例》、《1990 年国际油污防备、反应和合作公约》、《船舶污染物排放标准》、《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》(交海发〔2007〕165 号)等有关的法律规定和标准。

(4) 严格执行相关法律、法规、公约、标准

建设阶段参加海上施工的船舶及其有关人员应严格执行《海洋环境保护法》、《海上交通安全法》、《防止船舶污染海域管理条例》、《1990 年国际油污防备、反应和合作公约》、《船舶污染物排放标准》等有关的法律规定和标准。生活垃圾、船舶产生的含油污水全部运回陆地处理，禁止排海。

(5) 执行严格的日常管理制度

对于钻井、安装、原油生产及外输作业，制定有严格的安全环保作业规程，并严格遵守执行。

由此可以看出，本项目在建设阶段，选用了无毒或低毒的钻井泥浆，对钻屑采取了回注措施，建设过程中严格执行相关法律法规，减少污染物的排放，达到了清洁生产的目的。

4.4.2 生产阶段清洁生产措施

(1) 污染物最大限度的资源化

平台上的含油污水处理系统，从含油污水中回收的污油，通过管打回生产流程，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。利用生产系统分离出的伴生天然气作为发电机的主要燃料，充分利用了油田的伴生天然气资源。

(2) 采用清洁能源

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) 充分利用陆岸设施，简化海上平台流程及设施

油气处理、注水、供电等充分依托陆岸终端。合理利用井口压力能，海上平台采用油、气、水混输流程，实现油气全密闭输送，油气损耗率为零。平台只完成油井计量和

注水任务，最大限度地简化海上生产设施，降低海上开发建设投资，提高海上工程抗风
险能力，提高整体开发水平和综合经济效益，达到国内外先进水平。

（4）采用先进的工艺及技术路线

本项目生产过程中的生产物流处理将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，
所选用的技术和设备均为国内外先进和成熟的技术和设备，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，如在井口装置、生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、
液位和温度异常产生的事故隐患。

还设置了自动报警及相应的设备单元关断、生产系统关断和全面关断等不同级别的
紧急关断系统。一旦出现问题，可根据不同事故的级别自动启动相应级别的紧急关断系
统，将潜在危害和损失风险降至最低程度。从而保证油田生产过程的顺利进行。

通过上述分析可以看出本工程选用了国内外先进的工艺技术，流程全部自动化控
制，设置了探测报警和紧急关断系统，这些措施均符合清洁生产相关法律法规的要求。

（6）采用钻井、作业及采油一体化技术

生产建设与钻井、采油工艺密切结合，总体布局合理，实现移动平台预钻井、后续
平台钻井、模块钻机、作业和油气生产合理部署，滚动开发，实现建设、投产、操作管
理现代化，效益最大化，为建设科技、绿色、和谐的大油田和方便管理创造了条件。

（7）平台实现污水“零排放”的环保技术

正常生产排污和检修排污、初期雨水等全部收集，排入生产系统，与含油生产水一
起进入油气集输系统。各平台生产废水经陆上终端处理后回注，实现海上污水“零排放”，
满足建设科技、绿色、和谐大油田的目标，响应国家“十二五”海上排放总量控制原则。

在原油生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境

保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。

以上这些措施规范了生产及施工作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

(1) 实行环境保护会议制度

定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

(2) 油田安全管理

贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，并且在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。

(3) 增加溢油应急设施，加强溢油应急能力。

(4) 定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查和维护。

4.5 溢油事故应急处理措施

4.5.1 制定溢油应急预案

建设单位已照《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《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开生产溢油应急计划》并于 2015 年 2 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。

建设单位应当按照环评要求修编溢油应急计划，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划上报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

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。

4.5.2 应急组织机构（任）

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。

4.5.3 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。

4.5.4 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《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四种类型。

- (1) 特别重大溢油事故，是指溢油 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 至 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 至 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 0.1t 至 100t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》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。

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

4.5.5 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；其它潜在火灾、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，使收集在围油栏内的浮油被冲走，当风浪很大时，用锚定位的围油栏常常会没入水中。不管任何形式的围油栏，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。

● 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 200-400m。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40m，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（10-20m），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

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。

● 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、木丝绵和麦杆等，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：

①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。

②原油

对原油的回收以机械回收为主，届时回收船或其它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。

4.5.6 泄露应对补充措施

- 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，实现对海管断裂处的有效修复，确保海底管道泄露应急处置快速有效。

4.6 环境管理和监测计划的建议

4.6.1 加强工程承包方管理

要与有资质的各施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 例卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

4.6.2 实施环境监理制度

环境监理即聘请第三方对环境管理工作及环境法规和政策的执行情况进行监察和督促的整套措施和方法，其主要任务是协助甲方落实工程施工期间的各项环境保护措施和方案。环境监理人员的主要职责是：

- (1) 监督施工现场对环境管理方案的落实情况；
- (2) 及时向 HSE 部门汇报施工环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议；
- (3) 及时制止违反环境法律法规和将造成环境污染或隐患的行为；
- (4) 协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府的有关环境方面的法律法规；
- (5) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其效果，并提出改进

意见。

4.6.3 建立环境保护管理台账

建立环境保护管理台账，自我督促，强化环境保护管理的作用，提高环境保护管理水平。一般包括以下内容：

- (1) 环境保护管理责任书（与主管单位及内部各班组签订的环境保护管理目标管理责任书、合同）；
- (2) 环境保护管理机构设置的文件（领导小组、环境保护管理组织等）；
- (3) 环境保护管理管理制度（环境保护管理责任制、环境保护管理技术措施计划、环境保护管理教育、环境保护管理定期检查）；
- (4) 上级有关环境保护管理管理部门制订和下发的制度性文件、通知、通报等；
- (5) 环境保护宣传教育培训、学习、活动资料；
- (6) 环境保护管理检查资料；
- (7) 环境保护管理会议记录；
- (8) 花名册：全员花名册，特种作业人员花名册；
- (9) 新工人（含民工和临时工）环境保护管理教育；
- (10) 环保设备和产生废物的环保设备的清单和管理资料；
- (11) 事故应急预案、事故记录和报告资料，环境保护事故调查处理材料；
- (12) 环境保护管理类劳保用品购买、发放登记台帐等。

4.7 环境影响报告书批复要求

国家海洋局国海环字[2014]532号《国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书核准意见的批复》，请见附件1。

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生活污水、固体垃圾。采用《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准进行评价，具体评价标准见表 5.1-1 至表 5.1-2。

表 5.1-1 生活污水排放要求/排放浓度限值 单位: mg/L

项目	等 级		
	一级	二级	三级
COD		≤300	≤500

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
	其它垃圾	禁止排放或弃置入海	

5.2 平台附近海域环境质量监测采用的规范和评价标准

根据《海洋监测规范》(GB17378-2007)对平台附近海域环境质量进行监测。

平台位于 A4-1 (埕北矿产与能源区)、A1-2 (滨州-东营北农渔业区)，工程周边海域主要功能区有 A6-3 (东营利津海洋保护区)、A3-4 (东营港北部工业与城镇用海)、A2-2 (东营港口航运) 和 A6-4 (黄河三角洲背部海洋保护区) 等。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《中华人民共和国海水水质标准》(GB3097-1997) 中二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	DO	COD	油类	磷酸盐	无机氮	镉	汞
一类	6	2	0.05	0.015	0.20	0.001	0.00005
二类	5	3	0.05	0.03	0.30	0.005	0.0002
三类	4	4	0.30	0.03	0.40	0.01	0.0002
四类	3	5	0.50	0.045	0.50	0.01	0.0005

5.3 评价方法

5.3.1 环境质量指数法

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：

$$\text{公式: } P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

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。

5.3.2 单项污染因子评价法

将每一个测站中各项污染因子的实测浓度与海水和沉积物标准比较，判断该测站所代表海域的水质类别。判别依据是：选取污染最重的污染物类别为该测站所代表海域的水质或沉积物类别，具体见表 5.3-1。

表 5.3-1 各污染指标污染程度划分

P_i	<0.5	0.5~1.0	1.0~1.5	1.5~2.0	>2.0
污染程度	允许	影响	轻污染	污染	重污染

6 验收监测期间工况

验收监测时，工况要求分下列两种情况：验收监测应在工况稳定、生产达到生产水设计处理能力的 75% 或以上负荷的情况下进行；对不能达到生产水设计处理能力的 75% 或以上负荷的石油开发工程，验收监测应在生产稳定、应运行的环境保护设施运行正常的条件下进行。

目前该工程尚未安装生产污水处理设施。

7 验收监测结果

7.1 污染物达标排放监测

7.1.1 生产水监测

该工程尚未安装生产水处理装置，没有进行生产污水处理设施运行效率监测。

7.1.2 生活污水监测

7.1.2.1 生活污水监测点位、项目、频次

监测点位、项目、频次见表 7.1-1。

表 7.1-1 污染物达标监测点位、项目、频次

监测目标	监测点位	监测项目	监测频次
生活污水	CBG4A 平台生活污水处理系统出口	COD	4 次/天，3 天

7.1.2.2 生活污水监测方法

生活污水监测分析方法见表 7.1-2。

表 7.1-2 生活污水监测项目及分析方法

项目	分析方法	引用标准
化学需氧量	重铬酸钾法	GB11914-89

7.1.2.3 监测结果及评价

生活污水处理系统采样分析结果见表 7.1-3。

表 7.1-3 CBG4A 平台生活污水监测结果

采样地点	采样时间	COD (mg/L)
生活污水处理装置出口	2018年8月25日1200时	402
	2018年8月25日1800时	211
	2018年8月26日0000时	130
	2018年8月26日0600时	50.0
	2018年8月26日1200时	97.6
	2018年8月26日1800时	204
	2018年8月27日0000时	126
	2018年8月27日0600时	43.0
	2018年8月27日1200时	81.2
	2018年8月27日1800时	194
	2018年8月28日0000时	100
	2018年8月28日0600时	72.0
	2018年8月28日1200时	102

经生活污水处理装置处理后，CBG4A 的生活污水 COD 浓度在 43.0mg/L~402mg/L 之间，平均值为 139mg/L。平均值符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中一级标准 (300mg/L) 的要求。

7.1.3 固体垃圾监测

平台上设有垃圾回收箱。对生活垃圾、工业垃圾分类回收，定期运回陆地，委托广饶县佳美保洁有限公司进行处理，2020 年海洋采油厂垃圾清运合同见附件 7。

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。



图 7.1-1 垃圾箱现场照片

7.1.4 总量控制指标核算

CBG4A 平台污染物总量控制严格按照相关文件执行，试运行以来总量控制指标和实际排污情况对比见表 7.1-4。

表 7.1-4 油田污染物总量控制指标及实际排污情况对比表

污染物控制因子	六平台总量控制指标 建议	CBG4A 平台实际排污量
生活污水	13505m ³ /a	252m ³ /a
COD	4.0515121t/a	0.035t/a

*注：生活污水实际排污量采用平台 2018 年全年的生活污水排放量；COD 是根据监测期间平台生活污水 COD 浓度的平均值乘以 2018 年全年生活污水排放量得出。

由上表统计我们可以粗略估计，平台上经过处理后的污水和 COD 年排放量符合六平台总量控制指标建议的 1/6。

7.2 油田附近海洋环境质量监测

7.2.1 平台周围海域海水环境监测方案

7.2.1.1 海上设施混合区范围确定

依据《埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书》，确定 CBG4A 平台排污混合区的范围以 CBG4A 平台外缘为中心 410m 半径以内海域。

7.2.1.2 站位布设

本次海水质量监测设置海水环境质量监测站位 10 个，在 CBG4A 平台排污中心点设 1 个调查站位，在排污混合区边界处东、南、西和北 4 个方向分别设置 1 个监测站位，在排污混合区外东、南、西和北 4 个方向，距排污混合区边界 500m 处分别设置 1 个监测站位，同时按照《海洋调查规范》要求，在调查海域再布设 1 个对照站。监测站位经纬度和站位布设见表 7.2-1 和图 7.2-1。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

站位	经度(E)	纬度(N)	采样层次
1	118° 53' 27.766" E	38° 18' 1.456" N	水质
2	118° 53' 25.795" E	38° 18' 1.419" N	水质
3	118° 53' 23.585" E	38° 18' 1.518" N	水质
4	118° 53' 27.717" E	38° 18' 3.063" N	水质
5	118° 53' 27.587" E	38° 18' 4.804" N	水质
6	118° 53' 29.670" E	38° 18' 1.475" N	水质
7	118° 53' 31.824" E	38° 18' 1.518" N	水质
8	118° 53' 27.921" E	38° 17' 59.930" N	水质
9	118° 53' 28.056" E	38° 17' 58.675" N	水质
10	118° 53' 32.211" E	38° 17' 59.447" N	水质

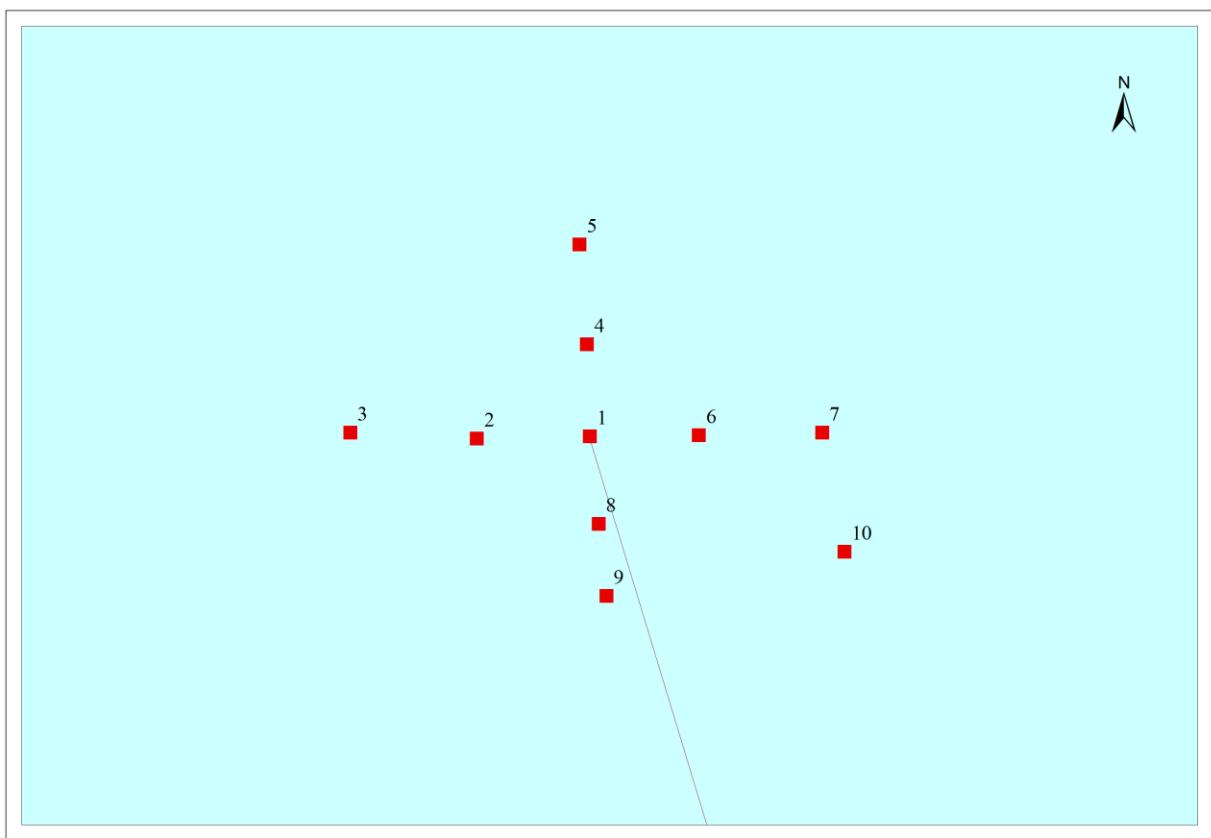


图 7.2-1 监测站位分布图

7.2.1.3 采样层次

采样层次为两层，采表层（0.5m）和底层水样。

7.2.1.4 监测项目及分析方法

监测项目为：PH、盐度、DO、COD、悬浮物、活性磷酸盐、硝酸盐-氮、亚硝酸盐-氮、铵氮、石油类、镉、汞 12 个项目

水质现状调查与分析均按《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行，分析方法见表 7.2-2。

7.2.1.5 监测时间及频率

于 2018 年 8 月 11 日对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

监测项目	分析方法	依据标准
COD	碱性高锰酸钾法	GB 17378.4-2007
悬浮物	重量法	GB 17378.4-2007
磷酸盐	磷钼蓝分光光度法	GB 17378.4-2007
铵 盐	次溴酸钠氧化法	GB 17378.4-2007
亚硝酸盐	盐酸萘乙二胺分光光度法	GB 17378.4-2007
硝酸盐	锌镉还原法	GB 17378.4-2007
油类	紫外分光光度法	GB 17378.4-2007
镉	阳极溶出伏安法	GB 17378.4-2007
汞	原子荧光法	GB 17378.4-2007

7.2.2 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、溶解氧、活性磷酸盐、无机氮、镉、汞作为评价因子，按《海水水质标准》中的第二类进行评价。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。验收单位资质见附件 9，检测报告见附件 10。

表 7.2-3 调查海域海水水质监测结果

站号	pH	盐度	溶解氧	油类	悬浮物	COD	无机氮	磷酸盐	镉	汞
			mg/L	μg/L	mg/L	mg/L		μg/L	μg/L	μg/L
01	8.04	31.86	7.66	14.8	27.7	0.86	184.2	2.2	0.15	0.120
01	8.04	31.88	7.51	/	23.9	0.82	170.61	2.5	0.17	0.089
02	8.02	31.82	7.50	17.8	26.4	0.88	181.13	1.9	0.22	0.064
02	8.02	31.9	7.13	/	24.3	0.94	184.97	1.7	0.19	0.115
03	8.00	31.88	7.55	11.8	21.5	0.98	174.3	2.2	0.13	0.123
03	7.99	31.92	7.24	/	23.0	0.84	190.93	1.9	0.14	0.082
04	8.06	31.86	7.77	13.8	23.6	0.78	179.94	2.2	0.18	0.105
04	8.05	31.88	7.43	/	26.1	0.82	193.3	1.9	0.21	0.136
05	8.02	31.92	7.59	13.1	22.5	0.87	186.99	1.7	0.13	0.126
05	8.01	31.9	7.15	/	22.1	0.94	184.69	1.9	0.15	0.132
06	8.03	31.89	7.62	14.9	25.0	0.84	175.9	1.7	0.18	0.105
06	8.02	31.87	7.36	/	25.4	0.78	173.01	2.2	0.14	0.132
07	8.02	31.85	7.42	13.6	22.0	0.74	181.76	2.5	0.13	0.107
07	8.01	31.83	7.23	/	25.8	0.77	189.09	2.2	0.18	0.108
08	8.02	31.88	7.54	15.4	23.3	0.89	176.64	1.9	0.15	0.049
08	8.00	31.86	7.31	/	27.5	0.90	192.59	1.9	0.12	0.136
09	8.00	31.84	7.62	17.9	25.6	0.91	170.17	1.9	0.22	0.049
09	8.00	31.91	7.21	/	23.8	0.86	184.39	1.7	0.18	0.105
10	7.98	31.92	7.62	13.0	26.6	0.91	177.26	1.9	0.12	0.136
10	7.98	31.9	7.23	/	28.1	0.86	184.96	2.4	0.13	0.126
12	7.98	31.88	7.54	12.6	26.3	0.89	187.27	1.9	0.16	0.136
12	7.97	31.84	7.08	/	25.4	0.78	198.06	1.7	0.18	0.126

最小值	7.97	31.8	7.08	11.8	21.5	0.86	1.66	0.12	0.031	170.2
最大值	8.06	31.9	7.77	17.9	28.1	0.91	2.49	0.22	0.043	198.1
平均值	8.01	31.9	7.41	14.4	24.8	0.89	2.01	0.16	0.036	182.8

表 7.2-4 调查海域海水标准指数

站号	pH	溶解氧	油类	悬浮物	COD	无机氮	磷酸盐	镉	汞
01	0.31	0.06	0.30	人为增加的量≤100	0.29	0.61	0.07	0.03	0.16
01	0.31	0.12	/	人为增加的量≤100	0.27	0.57	0.08	0.03	0.16
02	0.37	0.12	0.36	人为增加的量≤100	0.29	0.60	0.06	0.04	0.17
02	0.37	0.25	/	人为增加的量≤100	0.31	0.62	0.06	0.04	0.17
03	0.43	0.11	0.24	人为增加的量≤100	0.33	0.58	0.07	0.03	0.16
03	0.46	0.21	/	人为增加的量≤100	0.28	0.64	0.06	0.03	0.16
04	0.26	0.03	0.28	人为增加的量≤100	0.26	0.60	0.07	0.04	0.19
04	0.29	0.15	/	人为增加的量≤100	0.27	0.64	0.06	0.04	0.18
05	0.37	0.09	0.26	人为增加的量≤100	0.29	0.62	0.06	0.03	0.19
05	0.40	0.25	/	人为增加的量≤100	0.31	0.62	0.06	0.03	0.18
06	0.34	0.08	0.30	人为增加的量≤100	0.28	0.59	0.06	0.04	0.19
06	0.37	0.17	/	人为增加的量≤100	0.26	0.58	0.07	0.03	0.18
07	0.37	0.15	0.27	人为增加的量≤100	0.25	0.61	0.08	0.03	0.20
07	0.40	0.22	/	人为增加的量≤100	0.26	0.63	0.07	0.04	0.18
08	0.37	0.11	0.31	人为增加的量≤100	0.30	0.59	0.06	0.03	0.21
08	0.43	0.19	/	人为增加的量≤100	0.30	0.64	0.06	0.02	0.19
09	0.43	0.08	0.36	人为增加的量≤100	0.30	0.57	0.06	0.04	0.20
09	0.43	0.23	/	人为增加的量≤100	0.29	0.61	0.06	0.04	0.19
10	0.49	0.08	0.26	人为增加的量≤100	0.30	0.59	0.06	0.02	0.20
10	0.49	0.22	/	人为增加的量≤100	0.29	0.62	0.08	0.03	0.17
12	0.49	0.11	0.25	人为增加的量≤100	0.30	0.62	0.06	0.03	0.22
12	0.51	0.27	/	人为增加的量≤100	0.26	0.66	0.06	0.04	0.20
最小值	0.26	0.03	0.24	/	0.25	0.57	0.06	0.02	0.16

最大值	0.51	0.27	0.36	/	0.33	0.66	0.08	0.04	0.22
平均值	0.39	0.15	0.29	/	0.29	0.61	0.07	0.03	0.18

表 7.2-5 评价因子分析统计表

项目 (单位)	范围	平均值	样品数	检出率	二类水质超标率
PH	0.26~0.51	0.39	22	100%	0.0%
溶解氧	0.03~0.27	0.15	22	100%	0.0%
石油类	0.24~0.36	0.29	11	100%	0.0%
悬浮物	/	/	22	100%	0.0%
COD	0.25~0.33	0.29	7	100%	0.0%
无机氮	0.57~0.66	0.61	22	100%	0.0%
磷酸盐	0.06~0.08	0.07	22	100%	0.0%
镉	0.02~0.04	0.03	22	100%	0.0%
汞	0.16~0.22	0.18	22	100%	0.0%

由监测结果可见，各监测因子全部符合二类海水水质标准。

7.3 环境管理调查结果

7.3.1 执行国家建设项目环境管理制度情况

该工程委托中海石油环保服务（天津）有限公司于 2014 年编写了该工程的海洋环境影响报告书，并于 2014 年 9 月 10 日获得了国家海洋局的批复，见附件 1。

7.3.2 制度管理情况

胜利油田针对 CBG4A 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《溢油应急响应计划》等应急程序，建立有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。平台认真落实安全环保教育培训制度，对新登临平台的人员进行安全教育，提高作业人员的安全环保意识。油田开发过程能够按照环评要求、环评批复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。

7.3.3 现场调查情况

经现场调查，CBG4A 平台已设立或悬挂相应标志。



图7.3-1 各类警示、标志现场照片

7.3.4 溢油应急计划及应急物资配备情况

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东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划，于 2019 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(见附件 8)。

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，且状态良好。具体溢油物资配备见图 7.3-2、图 7.3-3。



图7.3-2 消油剂及喷洒装置现场照片



图7.3-3 金刚砂过滤器及注水泵存放现场照片

平台定期进行溢油应急培训，并组织演习。

7.3.5 清洁生产及节能减排措施

清洁生产措施：采用先进的生产技术和工艺；采用高效节能设备；采用先进自控系统进行自动控制，防止人为的误操作；站内连续运转的输油泵电机采用变频调速装置，实行一机多点控制，以节省电能；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。

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》、《2018 年北海区海洋环境监测质量保证工作方案》来制定该项目的质量保证与控制方案。

8.1 质控措施

- (1) 参加验收监测的人员，应按国家海洋局有关规定持证上岗；
- (2) 监测与检验仪器须通过检定、校准或自校，并在有效期内；
- (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) 采样器材进行空白测定，确定其未受粘污；
- (5) 清洗后的采样瓶进行不少于 5% 的抽查，以确保其清洗干净；
- (6) 污水、海水采样和分析过程中应加不少于 10% 的平行样；
- (7) 对可以得到标准样品或质量控制样品的监测因子，应在分析的同时做 10% 质控样品分析；对无标准样品或质量控制样品，但可以进行加标回收测试的监测因子，应在分析的同时做 10% 加标回收样品分析。
- (8) 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。

8.2 质控结果

- (1) 参加验收监测的人员，均持有国家海洋局下发的海洋监/检测人员证书；
- (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) 采样器材空白测定结果表明采样器材未受沾污；

- (5) 采样瓶的抽查结果表明采样瓶清洗干净;
- (6) 生产水和海水中石油类样品均采集平行双样，其他项目设置一个监测站位采集平行双样。平行样监测结果均符合《海洋监测规范》（GB17378.2-2007）第2部分：数据处理与分析质量控制中关于平行双样相对偏差的要求；
- (7) 对可以得到标准样品或质量控制样品的监测因子，在分析的同时做10%质控样品分析；对无标准样品或质量控制样品，在分析的同时做10%加标回收样品分析。
- (8) 平行样分析结果、质控样分析结果和加标样分析结果均符合规范规定的要求。
- (9) 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。

9 验收监测结论、问题与建议

9.1 结论

9.1.1 环境管理调查结论

胜利油田分公司海洋采油厂委托中海石油环保服务（天津）有限公司完成了海洋环境影响评价工作，2014年9月其报告书获得了国家海洋局的批复。

胜利油田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，已设立或悬挂相应标志。

中国石化胜利油田分公司海洋采油厂编制报送的《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》，于2019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。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习。

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及火炬燃烧等措施达到节能减排目的。近几年有轻微污染事故发生，经采取有效措施，基本消除了污染影响。

9.1.2 监测结论

(1) 生活污水CBG4A平台生活污水处理装置运转正常，生活污水得到有效处理，符合相应的排放标准。

(2) 固体垃圾生活垃圾及工业固体废物全部分类运回陆地，委托有处理资质的承包商进行处理。

(3) 该工程总量控制污染物排放符合环评中的六平台总量控制指标建议的 1/6。

(4) 海水质量监测海域海水质量较本工程建设前无明显变化。

9.1.3 验收结论

埕岛油田东部区块开发工程（一期）已于 2015 年 12 月获得《国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程（一期）环境保护设施竣工验收的复函》，详见附件 2。本次是对 CBG4A、ZH10 平台及配套工程环保设施竣工验收进行补充自查评价。

CBG4A（开发三）平台的生活污水处理系统、生产水回注系统运转正常，能够负担起生活污水的处理和生产水回注任务。

生活垃圾、工业垃圾分类存放，全部陆地处理，处理方式得当。

油田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。

平台配备了《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》中的相应的溢油应急设备，定期进行溢油应急演练。

油田周围海域的环境监测表明海水环境整体良好，主要污染物来自于陆源污染。

综合各方面，油田环保设施，运转正常，各项环保措施实施得当，基本满足海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收要求。

9.2 问题与建议

(1) 落实好油田溢油应急计划，并定期组织工作人员进行溢油应急演习。

(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員的安全环保意识。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。

10 验收监测报告附件

附件 1 国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书核准意见的批复

国家海洋局

国海环字〔2014〕532号

国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发 工程环境影响报告书核准意见的批复

中国石油化工集团公司：

你公司《关于报批埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书的请示》（中国石化能〔2014〕218号）和《埕岛油田东部区块开发工程环境影响报告书（2014年7月版）》（以下简称报告书）收悉。经研究，现批复如下：

一、埕岛油田东部区块位于渤海南部海域，该工程包括9座平台，其中建设7座无人井口平台（已建平台4座、新建平台3座），改造2座井口平台。铺设10条海底输油管道，全长约27公里（已建8条，约23公里；新建2条，约4公里）；铺设3条注水管道，全长约7公里（已建1条，约1.5公里；新建6条，约5.5公里）；铺设8条海底电缆，长约29公里（已建5条，约15公里；新建3条，约14公里）；新建一座长15m栈桥连接CB32A平台和CB32B平台。该工程井数共计65口，其中已建平台钻井数27口，预留6口井，新建平台拟钻井18口，预留6口，改造平台拟钻井4口，预留1口，利用老井3口。已建CB326、CB325

等 2 座平台设计寿命为 15 年，其他 5 座平台设计寿命为 20 年，海底管道设计寿命为 15 年。

该工程部分设施未批先建，你公司已按照《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第四十六条和相关法律法规的要求编制了报告书。经审查，在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设和运营产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该工程的环境影响报告书，请按照报告书中所列的建设地点、性质、规模、环境保护对策措施等进行项目建设和运营。

二、项目建设和运营期间应当认真落实报告书中的污染防治、生态保护和风险防范措施、对策，并特别注意以下问题：

(一) 工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。非含油钻屑和非含油泥浆经国家海洋局北海分局批准后方可排海；含油钻屑、含油泥浆和船舶机舱含油污水、工业垃圾运回陆地交由有资质的单位处理；生产水、初期雨水和甲板冲洗水等含油污水经处理达标后方可回注，不得排海；生活污水经处理达标后排海；生活垃圾全部运回陆地处置。

(二) 加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施钻井作业规程，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，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。

(三) 加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先

识别海底地质断层和压力异常地层，制定有针对性井控预案。在生产过程中加强注水井实时监测，发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施，杜绝局部超注超压。

(四)定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。

(五)切实落实风险防范和应急措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资，并制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。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环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。

(六)切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间。非含油泥浆与非含油钻屑的排放和海底管道铺设应避开工程所在海域的鱼类产卵盛期(5月-7月)，施工期应采取有效措施，减少悬浮泥沙扩散范围，最大程度地减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

(七)采取有效措施防止项目建设与运营对军事活动产生影响，加强与海军北海舰队沟通联系，及时通报相关信息，以保证军事设施和军事活动安全。

三、加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，

并将工程进展情况和监测结果及时报告国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

四、国家海洋局北海分局负责工程建设和运营期间环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起30个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局北海分局。



(此件依申请公开)

抄送：国家能源局，交通运输部海事局，农业部渔业渔政管理局，全军环办，海警指挥中心、海域司、北海分局、海洋咨询中心。

国家海洋局

国海环字〔2015〕623号

国家海洋局关于埕岛油田东部区块开发工程 (一期) 环境保护设施竣工验收的复函

中国石油化工集团公司：

你公司《关于埕岛油田东部区块开发工程(一期)环境保护设施竣工验收的请示》(中国石化能〔2015〕498号)收悉。经研究，函复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对埕岛油田东部区块开发工程(一期)的环保设施进行了现场检查，并召开了竣工验收会议。经研究，同意该工程环境保护设施通过竣工验收。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境
保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

(一)定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。

(二)落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管

中国石油化工集团公司
收2711专递 1件
2015年12月10日

理和维护，确保生产水、生活污水达标处理。

(三)认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急反应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、国家海洋局北海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对北海分局的监督检查工作予以配合。



(此件依申请公开)

抄送：海警指挥中心、北海分局、信息中心。

附件3 胜利油田龙玺石油工程服务有限责任公司

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责任公司《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、

装卸及暂存过程产生的非甲烷总烃。免烧切块堆放的料棚设置挡风抑尘墙，油基泥浆运输及装卸过程中完全密闭，油基泥浆暂存池加盖密封，确保无组织颗粒物及非甲烷总烃能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放限值。.

(二) 施工期废水主要为生活污水，依托厂区现有办公楼配液化粪池预处理后排入康达(东营)环保水务有限公司。运营期废水主要为水基泥浆压滤废水和生活污水。水基泥浆压滤废水大部分回用于配浆罐，剩余部分汇同生活污水进入污水处理站处理达到《污水排入城镇下水道水质标准》(GB/T31962-2015)表1中B排放标准后经园区污水管网排入东营港经济开发区北部污水处理厂。

(三) 严格按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则，落实各类固体废物收集、处置和综合利用措施。施工期固废主要是生活垃圾，运营期固废主要是油基泥浆、滤饼和生活垃圾。油基泥浆属于危险废物，经收集后暂存于油基泥浆暂存池内，定期委托有资质单位处置；滤饼首先满足钻井采油工程铺垫临时井场道路等需求；生活垃圾集中收集，交由环卫部门统一处置。

加强各类危险废物储存、运输和处置的全过程环境管理，防止产生二次污染。危险废物厂内暂存场所必须按国家《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单标准要求设置，转移时严格按照转移联单制度执行。一般固体废物，收集和贮存

过程中必须按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001) 及其修改单标准要求设置。

(四) 合理布局, 选择高效低噪设备, 采用减震措施, 合理安排施工顺序, 确保施工期厂界满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 运营期满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区声环境功能区标准。

(五) 环境风险防控。加强运营期的环境管理, 最大程度上避免事故性排放的发生; 必须制定严格的环境风险防范措施和事故应急预案, 配备必要的应急设备, 应急物资, 并经常演练。

(六) 污染物总量控制。本项目 COD 排放量 1.11 吨/年, 氨氮排放量 0.16 吨/年, 纳入东营港经济开发区北部污水处理厂统一管理。

(七) 其它要求。按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口、固体废物堆放场并设立标识牌, 并在公司设立规范的环境保护宣传栏。

三、项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后, 你单位必须按照规定的程序组织项目竣工环境保护验收。验收合格后, 项目方可正式投入运行。违反本规定要求的, 你单位须承担相应的法律责任。

四、若建设项目发生重大变动的应当重新报批项目的环境影响评价文件; 不属于重大变动的纳入竣工环境保护验收管理。在

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的，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。



附件 4 山东海胜海洋集团有限公司资质

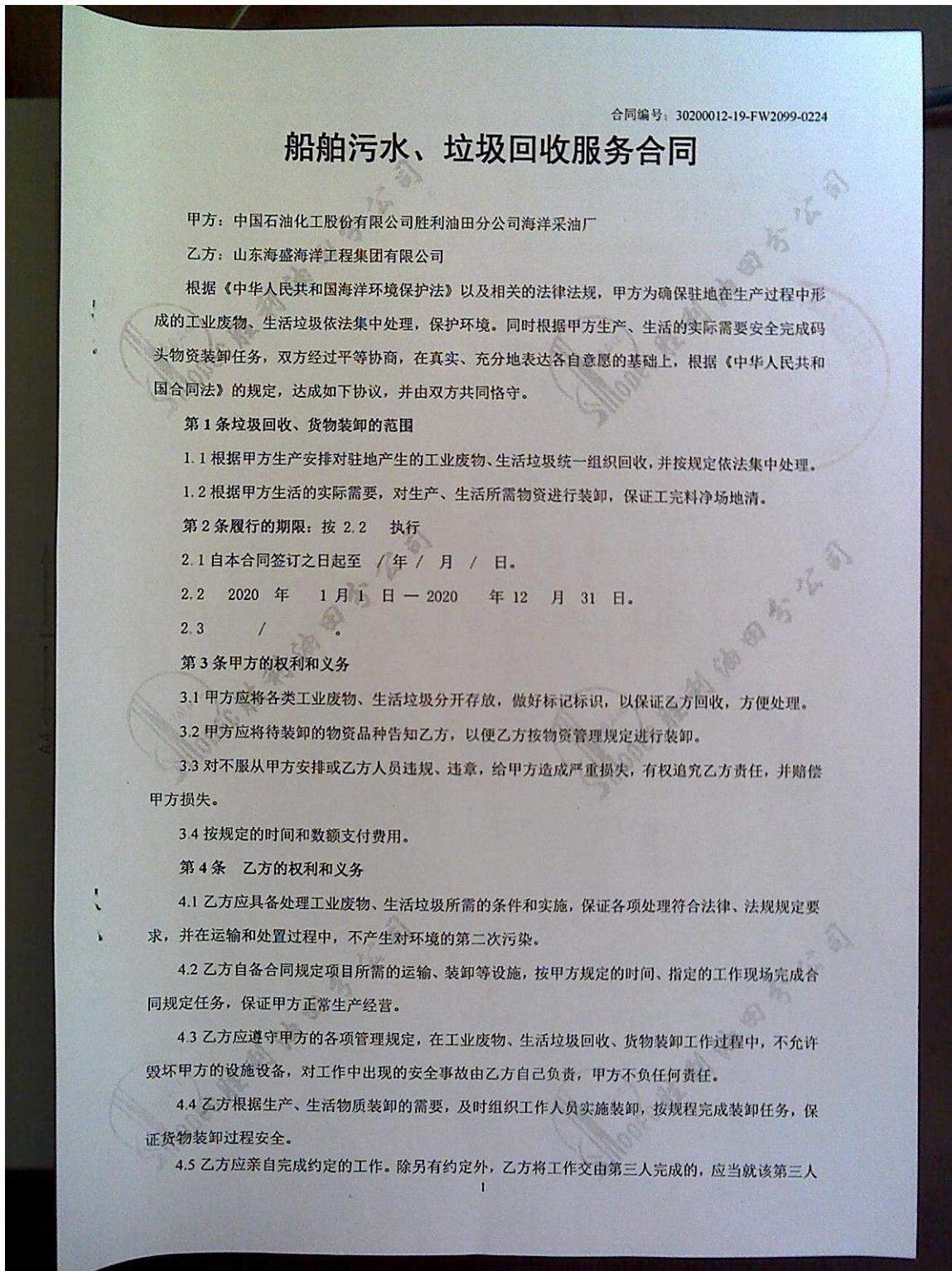
东营市交通运输局

港口服务经营备案登记表

备案编号：370502-2020-005

公司名称	山东海盛海洋工程集团有限公司			
备案有效期	至 2022 年 5 月 26 日			
备案申请类型	变更备案			
法定代表人	姓名	王乃山	身份证号	370503195702262914
填报人/联系人	全磊	电话	13963387582	
电子邮箱	187225760@qq.com		传真	
固定经营场所地址	东营市河口区仙河镇黑龙江路			
经营范围	从事船舶港口服务：为船舶提供岸电、物料、生活品供应、水上船员接送、船舶污染物（含油污水、残油、洗舱水、生活污水、垃圾）接收、围油栏供应。			
申请人办理备案递交材料齐全，经核查符合要求，准予备案。  2020年5月27日				

附件 5 船舶污水、垃圾回收合同



完成的工作向甲方负责, 未经甲方同意的, 甲方可以解除合同。

4.6 乙方派出的工作人员需具备身体素质高工作责任心强, 遵章守规, 严格按规程安全作业, 随叫随到, 较好地完成合同所规定的各项工作任务。

第5条 合同价款、结算方式

5.1 本合同包干费用为人民币: 2,754,516.00 元 (含税 6%), 大写: 贰佰柒拾伍万肆仟伍佰壹拾陆元整, 为合同最终价, 含人员、设备、保险等一切费用及与履行本合同相关的税费。

5.2 支付方式:

5.2.1 《船舶污水、垃圾回收服务非招标评审报告》第五项中综合评议小组确定项目最终价格的单价, 油污水回收1次: 540元 (不含税), 572.4元 (含税)。生活污水回收1次: 690元 (不含税), 731.4元 (含税)。生活垃圾接收1次: 265元 (不含税), 280.9元 (含税)。

5.2.2 合同结算执行胜利油田分公司规定的相关部门 (定额价格管理中心、审计部门或规定的其它部门) 对项目的最终审定值。结算价款不能超过合同标的金额。

5.2.3 项目经甲方验收合格, 竣工报告和甲方所需要的各项资料向甲方交割完毕; 办理结算手续, 合同结算金额由胜利油田分公司规定的费用审定部门或单位进行审核确定, 乙方按甲方的要求开具发票, 甲方在办理完成结算挂账手续期满 180 天后, 通过电汇方式, 向乙方支付合同结算金额的 100%, 自项目验收合格之日起算。其他不明事项按《胜利油田分公司资金支付政策》(胜油财资工单【2019】10 号) 执行。

第6条 违约责任

6.1 乙方违反本合同规定的义务, 无故中断服务, 扣除中断服务的费用外, 还应承担相应的违约金。

6.2 乙方未依法按规定对工业废物、生活垃圾进行回收处理, 造成对环境的第二次污染, 由乙方负责赔偿, 并承担相应的违约责任。

6.3 乙方未按规定的时间对钻井平台所需生产、生活物质及时装卸, 除扣除相应的合同价款外, 还应赔偿甲方所造成的损失。

6.4 甲方未按本合同规定的时间付款, 应按中国银行当期延期付款的规定执行。

6.5 甲、乙双方无正当理由不得无故终止合同, 否则违约方应赔偿对方因此造成的损失, 并承担相应的违约责任。

第7条 不可抗力

7.1 “不可抗力”是指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况, 包括但不限于: 天灾、水灾、地震或其他灾难, 战争或暴乱, 以及其他在受影响的一方合理控制范围以外且经该方合理努力后也不能防止或避免的类似事件。

7.2 由于不可抗力的原因, 而不能履行合同或延迟履行合同的一方可视不可抗力的实际影响免除部分或全部违约责任。但受不可抗力影响的一方应在通知可能的情况下立即通知对方, 并在不可抗力发

合同编号: 30200012-19-FW2099-0224

生后 3 日内将相关的主管部门签发的证明文件，以便其他各方审查、确认。

7.3 发生不可抗力事件终止或消除后，受不可抗力影响的一方，应立即通知对方，发生不可抗力事件终止或消除后 3 日内将相关的主管部门签发的证明文件确认不可抗力事件的终止或消除。

7.4 如果不可抗力的影响持续超过 2 月，受不可抗力影响的一方应与对方取得联系，以便解决进一步履行合同的问题。

第 8 条合同的变更和解除

8.1 双方协商一致可变更或解除本合同，合同变更或解除应采取书面形式。

8.2 有下列情形之一者，可单方解除合同：

8.2.1 因不可抗力，不能实现合同目的；

8.2.2 未经对方书面同意，将合同部分或全部权利义务转让给第三方；

8.2.3 在履行期限届满之前，一方明确表示或者以自己的行为表明不履行主要债务；

8.2.4 一方迟延履行主要债务，经催告后在合理期限内仍未履行；

8.2.5 一方迟延履行债务或者有其他违约行为致使不能实现合同目的；

8.2.6 法律规定的其他情形。

8.3 解除合同方在解除合同时，应履行通知对方义务。

第 9 条争议解决方式

本合同履行过程中甲、乙双方发生争议时，双方应协商解决。若协商不成，按以下 1 方式解决：

1. 向合同签订地人民法院提起诉讼。

2. 向 / 仲裁委员会申请仲裁。

3. 提交内部法律纠纷调解处理委员会调解处理。

第 10 条廉洁条款

双方严格按照廉洁从业的有关规定，认真履行廉洁从业义务。

第 11 条其它

11.1 本合同自双方法定代表人或授权代表签字并加盖合同专用章之日起生效。

11.2 本合同执行期间，双方不得随意变更和解除合同，合同如有未尽事宜，由双方共同协商，做出补充规定，补充规定与本合同具有同等效力。

11.3 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。

11.4 本合同一式 6 份，正本 2 份，副本 4 份，正副本文本具有同等法律效力。

合同编号: 30200012-19-FW2099-0224

甲方

乙方

单位名称(章)

中国石油天然气股份有限公司胜利油田分公司

山东海盛海洋工程集团有限公司

住所:

中国石油天然气股份有限公司胜利油田分公司
司海洋采油厂
经办人: 李伟

住所:

山东省东营市河口区仙河镇黑龙江路

法定代表人(负责人):
人:

法定代表人(负责人):

委托代理人:

项斌

委托代理人:

司瑞波

联系人:

项斌

联系人:

胡晓清

电话:

电话:

0546-8870426

开户银行:

开户银行:

中国建设银行东营仙河支行

帐号:

帐号:

37001655801050001558

邮政编码:

邮政编码:

257237

签订时间:

2009年12月26日

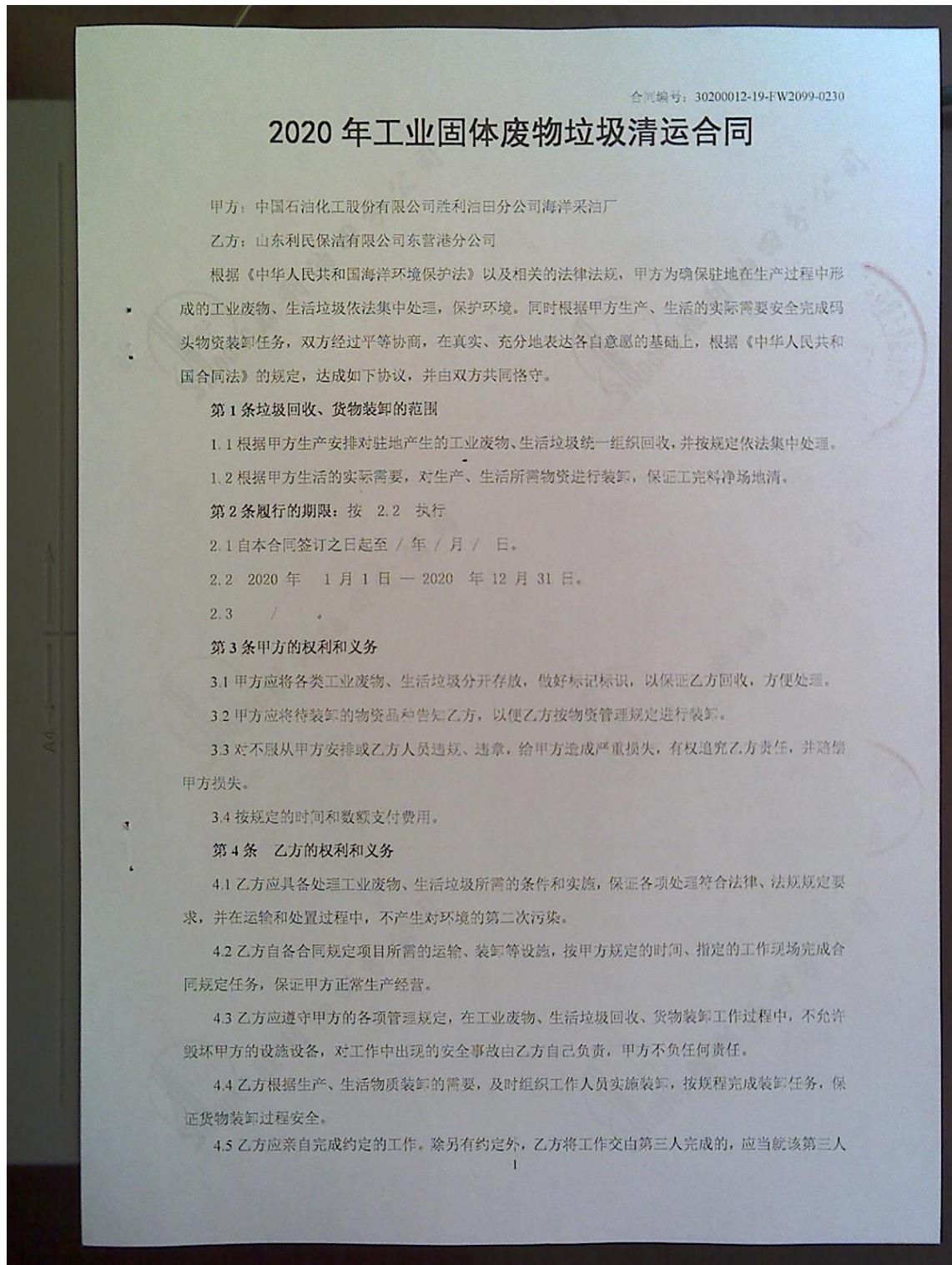
签订地点:

东营市河口区仙河镇

附件 6 山东利民保洁东营港分公司资质



附件7 2020年海洋采油厂垃圾清运合同



合同编号: 30200012-19-FW2099-0230

完成的工作向甲方负责, 未经甲方同意的, 甲方可以解除合同。

4.6 乙方派出的工作人员需具备身体素质高工作责任心强, 遵章守规, 严格按规程安全作业, 随叫随到, 较好地完成合同所规定的各项工作任务。

第 5 条 合同价款、结算方式

5.1 本合同包干费用为人民币: 443,000.00 元(含税 6%), 大写: 贰拾肆万叁仟元整, 为合同最终价, 含人员、设备、保险等一切费用及与履行本合同相关的税费。

5.2 支付方式: 项目经甲方验收合格, 竣工报告和甲方所需要的各项资料向甲方交割完毕; 办理结算手续, 合同结算金额由胜利油田分公司规定的费用审定部门或单位进行审核确定, 乙方按甲方的要求开具发票, 甲方在办理完成结算挂账手续期满 180 天后, 通过电汇方式, 向乙方支付合同结算金额的 100%。其他不明事项按《胜利油田分公司资金支付政策》(胜油财资工单【2019】10 号) 执行。

第 6 条 违约责任

6.1 乙方违反本合同规定的义务, 无故中断服务, 扣除中断服务的费用外, 还应承担相应的违约金。

6.2 乙方未依法按规定对工业废物、生活垃圾进行回收处理, 造成对环境的第二次污染, 由乙方负责赔偿, 并承担相应的违约责任。

6.3 乙方未按规定的时间对钻井平台所需生产、生活物质及时装卸, 除扣除相应的合同价款外, 还应赔偿甲方所造成的损失的。

6.4 甲方未按本合同规定的时间付款, 应按中国银行当期延期付款的规定执行。

6.5 甲、乙双方无正当理由不得无故终止合同, 否则违约方应赔偿对方因此造成的损失, 并承担相应的违约责任。

第 7 条 不可抗力

7.1 “不可抗力”是指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况, 包括但不限于: 天灾、水灾、地震或其他灾难, 战争或暴乱, 以及其他在受影响的一方合理控制范围以外且经该方合理努力后也不能防止或避免的类似事件。

7.2 由于不可抗力的原因, 而不能履行合同或延迟履行合同的一方可视不可抗力的实际影响免除部分或全部违约责任。但受不可抗力影响的一方应在通知可能的情况下立即通知对方, 并在不可抗力发生后 3 日内将相关的主管部门签发的证明文件, 以便其他各方审查、确认。

7.3 发生不可抗力事件终止或消除后, 受不可抗力影响的一方, 应立即通知对方, 发生不可抗力事件终止或消除后 3 日内将相关的主管部门签发的证明文件确认不可抗力事件的终止或消除。

7.4 如果不可抗力的影响持续超过 2 月, 受不可抗力影响的一方应与对方取得联系, 以便解决进一步履行合同的问题。

第 8 条 合同的变更和解除

8.1 双方协商一致可变更或解除本合同, 合同变更或解除应采取书面形式。

8.2 有下列情形之一者, 可单方解除合同:

合同编号: 30200012-19-FW2099-0230

- 8.2.1 因不可抗力，不能实现合同目的；
- 8.2.2 未经对方书面同意，将合同部分或全部权利义务转让给第三方；
- 8.2.3 在履行期限届满之前，一方明确表示或者以自己的行为表明不履行主要债务；
- 8.2.4 一方迟延履行主要债务，经催告后在合理期限内仍未履行；
- 8.2.5 一方迟延履行债务或者有其他违约行为致使不能实现合同目的；
- 8.2.6 法律规定的其他情形。

8.3 解除合同方在解除合同时，应履行通知对方义务。

第 9 条争议解决方式

本合同履行过程中甲、乙双方发生争议时，双方应协商解决。若协商不成，按以下 1 方式解决：

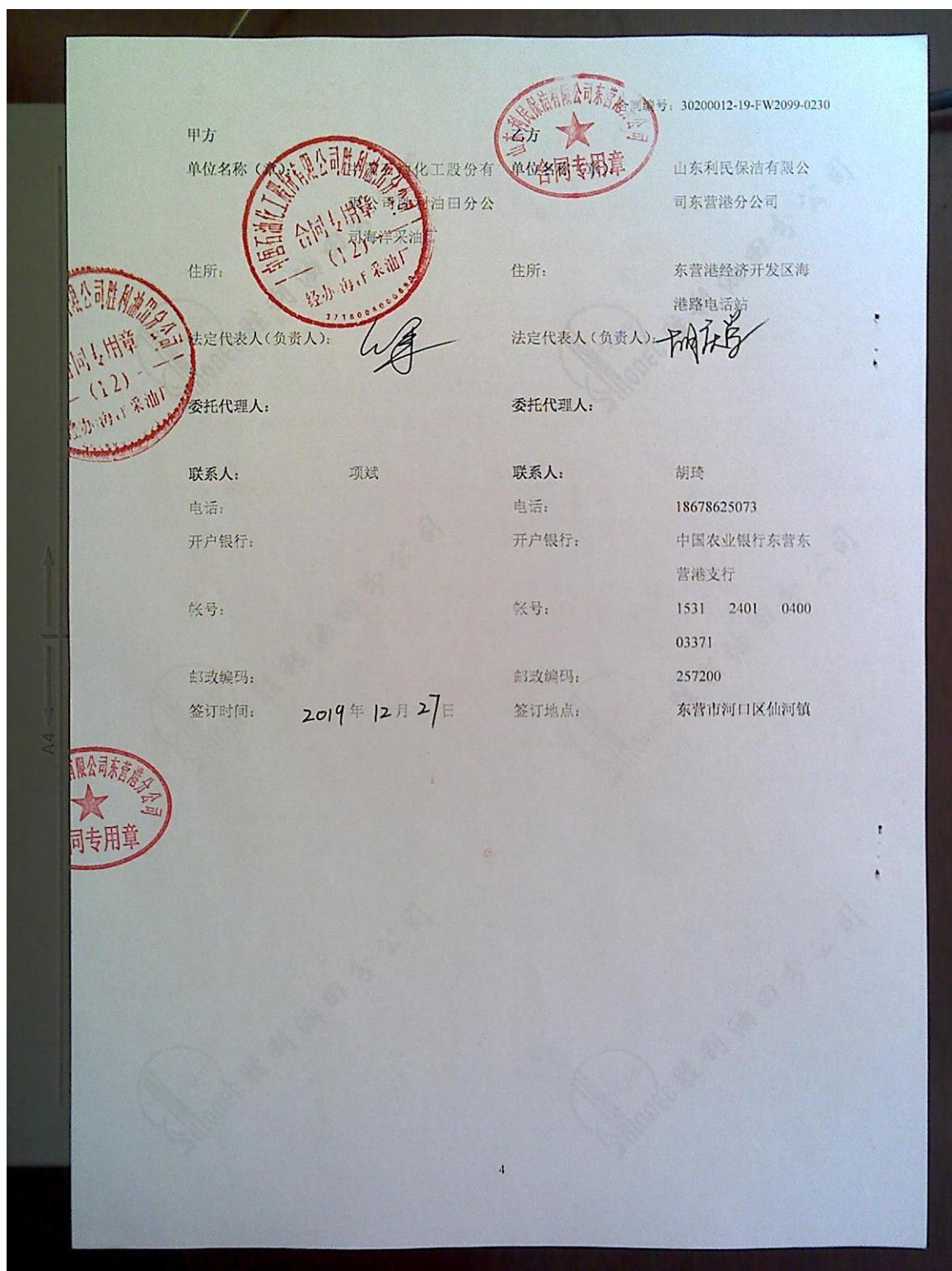
1. 向合同签订地人民法院提起诉讼。
2. 向 / 仲裁委员会申请仲裁。
3. 提交内部法律纠纷调解处理委员会调解处理。

第 10 条廉洁条款

双方严格按照廉洁从业的有关规定，认真履行廉洁从业义务。

第 11 条其它

- 11.1 本合同自双方法定代表人或授权代表签字并加盖合同专用章之日起生效。
- 11.2 本合同执行期间，双方不得随意变更和解除合同，合同如有未尽事宜，由双方共同协商，做出补充规定，补充规定与本合同具有同等效力。
- 11.3 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。
- 11.4 本合同一式 6 份，正本 2 份，副本 4 份，正副本文本具有同等法律效力。



附件 8 海洋石油勘探开发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

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 仙河镇	邮政编码	257237
联系电话	任登龙	传真	0546-8581109
电子邮箱	13854626736@163.com		
备案单位经办人	沈娇虹	联系电话	022-24102750

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

生态环境部海河流域北海海域
生态环境监督管理局
2019年12月3日

附件9 验收单位资质证明



附件 10 检测报告

MA
170012192202

Q/YTJC 4026-2017-01 正本

中国海洋环境监测
CHINA MARINE ENVIRONMENTAL MONITORING

检测报告

Q/YTJC (2019) No.102

任务名称: CBG4A、ZH10平台及配套工程海水环境质量监测

委托单位: 胜利油田分公司海洋采油厂

来样方式: 检测方自采样

采样日期: 2018 年 8 月 11 日

签发人: _____

签发日期: 2018 年 8 月 15 日

国家海洋局烟台海洋环境监测中心站

第 1 页 共 9 页

声 明

1. 报告无本站检验检测专用章、骑缝章及CMA章无效。
2. 报告无授权签字人签字无效。
3. 报告内容涂改、增删及骑缝章不完整无效。
4. 本报告分为正本和副本，分别加盖“正本”和“副本”印章。
5. 委托方如对本报告有异议，须于收到本报告之日起10日内向本站提出，逾期不予受理。无法保存、复现的样品，不受理申诉。
6. 委托送样检测，仅对测试结果负责，不对样品来源负责。
7. 本检测报告正本一份提供给客户，副本一份存档。

地 址：烟台市经济技术开发区宁波路11号
邮 编：264006
联系人：纪殿胜
电 话：0535-6977396
传 真：0535-6977396
邮 箱：ytxxz_jcz@bhfj.gov.cn

烟台海洋环境监测中心站

检测报告

采样情况及采样站位

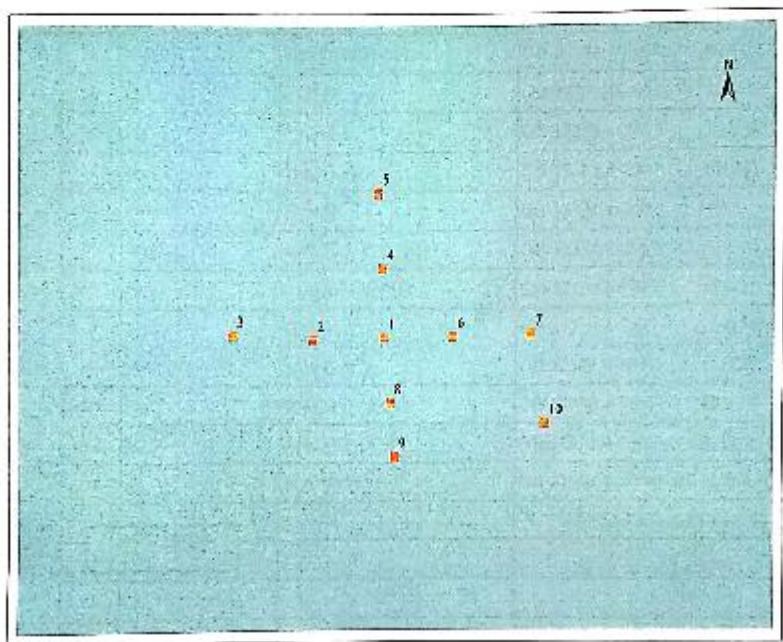
采样区域	东营近岸		
采样人员	杨鲁宁、吕稼辉、樊晓杰、陈权文		
站位及监测内容			
站位编号	经度(E)	纬度(N)	监测项目类别
1	118° 53' 27.766" E	38° 18' 1.456" N	水质
2	118° 53' 25.795" E	38° 18' 1.419" N	水质
3	118° 53' 23.585" E	38° 18' 1.518" N	水质
4	118° 53' 27.717" E	38° 18' 3.063" N	水质
5	118° 53' 27.587" E	38° 18' 4.804" N	水质
6	118° 53' 29.670" E	38° 18' 1.475" N	水质
7	118° 53' 31.824" E	38° 18' 1.518" N	水质
8	118° 53' 27.921" E	38° 17' 59.930" N	水质
9	118° 53' 28.056" E	38° 17' 58.675" N	水质
10	118° 53' 32.211" E	38° 17' 59.447" N	水质
12	118° 53' 23.64" E	38° 18' 05.040" N	水质
以下空白			
备注	10号站为平行站		

填表人: 李彦

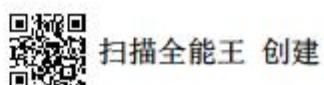
校对人: 阎树平

审核人: 陈权文

烟台海洋环境监测中心站
检测报告



第 4 页 共 9 页



烟台海洋环境监测中心站
检测报告

检测项目及分析依据

监测类别	监测项目	分析方法	依据标准	分析人
海水	1 COD	碱性重铬酸钾法	GB 17378.4-2007	宋子龙
	2 DO	碘量法	GB 17378.4-2007	刘春秀
	3 pH	pH计法	GB 17378.4-2007	刘春秀
	4 盐度	盐度计法	GB 17378.4-2007	杨易轩
	5 悬浮物	重量法	GB 17378.4-2007	宋宁
	6 硫酸盐	稀硝酸分光光度法	GB 17378.4-2007	王小清
	7 锌盐	次溴酸钠氧化法	GB 17378.4-2007	迟永桂
	8 亚硝酸盐	盐酸萘乙二胺分光光度法	GB 17378.4-2007	吕豫輝
	9 铜盐	锌镉还原法	GB 17378.4-2007	卢海桥
	10 油类	紫外分光光度法	GB 17378.4-2007	陶金永
	11 锰	阳极溶出伏安法	GB 17378.4-2007	蒋权文
	12 汞	原子荧光法	GB 17378.4-2007	吴翠翠
	以下空白			
备注				

填表人:

校对人:

审核人:



烟台海洋环境监测中心站

检测报告

水文气象监测结果

填表人: 李海

校对人:周幼林

审核人： 孙智勇

生活污水 COD 监测结果报表

填报人: 李海 检对人: 陈丽华 审核人: 丁晓波

第 7 页 共 9 页



扫描全能王 创建

烟台海洋环境监测中心站
检测报告

海水水质监测结果(一)

站号	层次	pH	盐度	溶解氧	COD	氨氮	悬浮物	油类
		m		mg/L	mg/L	μg/L	mg/L	μg/L
1	0.5	8.04	31.86	7.66	0.86	21.6	27.70	14.8
1	12.0	8.04	31.88	7.51	0.82	21.5	23.90	/
2	0.5	8.02	31.82	7.50	0.88	20.1	26.40	17.8
2	6.5	8.02	31.90	7.13	0.94	22.2	24.30	/
3	0.5	8.00	31.88	7.55	0.98	24.3	21.50	11.8
3	2.0	7.99	31.92	7.24	0.84	24.5	23.00	/
4	0.5	8.06	31.86	7.77	0.78	24.4	23.60	13.8
4	14.0	8.05	31.88	7.43	0.82	25.5	26.10	/
5	0.5	8.02	31.92	7.59	0.87	24.5	22.50	13.1
5	16.6	8.01	31.90	7.15	0.94	25.6	22.10	/
6	0.5	8.03	31.89	7.62	0.84	22.5	25.00	14.9
6	10.0	8.02	31.87	7.36	0.78	28.9	25.40	/
7	0.5	8.02	31.85	7.42	0.74	20.9	22.00	13.6
7	12.5	8.01	31.83	7.23	0.77	20.4	25.80	/
8	0.5	8.02	31.88	7.54	0.89	20.40	23.30	15.4
8	10.0	8.00	31.86	7.31	0.90	20.7	27.50	/
9	0.5	8.00	31.84	7.62	0.91	20.4	25.60	17.9
9	11.0	8.00	31.91	7.21	0.86	21.9	23.80	/
10	0.5	7.98	31.92	7.62	0.91	23.0	26.60	13.0
10	13.0	7.98	31.90	7.23	0.86	24.3	28.10	/
12	0.5	7.98	31.88	7.54	0.89	23.9	26.30	12.6
12	11.0	7.97	31.84	7.08	0.78	25.2	25.40	/
备注	10号站为平行站，12号站为对照站							

填表人: 李海

校对人: 陈树平

审核人: 陈海波

烟台海洋环境监测中心站
检测报告

海水水质监测结果(二)

站号	层次	磷酸盐	亚硝酸盐	硝酸盐	镉	汞
	m	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L
1	0.5	2.21	7.60	155	0.15	0.036
1	12.0	2.49	8.11	141	0.17	0.032
2	0.5	1.94	7.03	154	0.22	0.034
2	6.5	1.66	7.77	155	0.19	0.033
3	0.5	2.21	8.00	142	0.13	0.031
3	2.0	1.94	7.43	159	0.14	0.032
4	0.5	2.21	7.54	148	0.18	0.037
4	14.0	1.94	6.80	161	0.21	0.035
5	0.5	1.66	7.49	155	0.13	0.038
5	16.6	1.94	9.09	150	0.15	0.035
6	0.5	1.66	8.40	145	0.18	0.037
6	10.0	2.21	8.11	136	0.14	0.036
7	0.5	2.49	8.86	152	0.13	0.039
7	12.5	2.21	6.69	162	0.18	0.035
8	0.5	1.94	7.54	148	0.15	0.036
8	10.0	1.94	7.89	164	0.12	0.037
9	0.5	1.94	7.77	142	0.22	0.040
9	11.0	1.66	7.49	155	0.18	0.038
10	0.5	1.94	8.26	146	0.12	0.039
10	13.0	2.35	7.66	153	0.13	0.034
12	0.5	1.94	7.37	156	0.16	0.043
12	11.0	1.66	6.86	166	0.18	0.040
备注	10号站为平行站, 12号站为对照站					

填表人: 李海

校对人: 陈树平 审核人: 马海波

报告结束

附件 11 工程环保设施竣工验收意见

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂 CBG4A、ZH10 平台及配套工程环境保护设施竣工验收意见

根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的要求，2020 年 12 月 10 日，胜利油田分公司安全环保质量管理部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，在东营市东营区组织召开了 CBG4A、ZH10 平台及配套工程环境保护设施竣工验收会议。参加会议的有建设单位胜利油田分公司安全环保质量管理部、中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂、验收监测单位国家海洋局烟台海洋环境监测中心站等单位代表，并邀请了 3 位专家。会上成立了环保设施竣工验收组（名单附后）。验收组听取了建设单位对该项目环保执行情况和编制单位对环境保护设施验收监测报告的汇报，对工程环境保护设施的建设、运行情况进行了现场核查，核实了有关资料。经认真讨论，形成竣工环境保护验收意见如下：

一、工程建设基本情况

该工程环保设施竣工验收包括 2 座石油平台。2 座石油平台分别是 CBG4A 平台、ZH10 平台，其中 CBG4A 平台为无人值守平台，与开发三号平台连接，开发三号平台是有人驻守平台，ZH10 平台为无人值守平台。

二、工程变动情况

KF3 平台 1999 年在天津塘沽胜保旺船厂改造，2001 年 11 月投产，2003 年 8 月底主机改造，改造为固定式平台。平台电力由 CB812 平台通过 6KV 海缆提供，由栈桥连接工艺及 CBG4A 井组平台及 CBG4 单平台。2016 年 3 月改造，拆除 1000 方储油罐，新建高低压变配电室一座。

CBG4A 井口平台建设于 2001 年 1 月，2016 年新钻 2 口油井，利用已建的油井转为水源井。2017 年 1 月 20 日投入试生产，CBG4A 平台油井产出物与 CBG4 单井平台出口产出物在 CBG4A 生产平台加热、计量后，通过海底管线输送至 CB805 平台。CBG4 单井平台有油井 1 口，污液罐 1 座。

CBG4A 生产平台建设于 2001 年 1 月，后于 2016 年 4 月上部组块进行改造，2017 年 1 月 20 日投入试生产，为本平台及 CB812 区块其他平台提供高压水，主要设施包括 60m³注水罐一座、注水泵 3 台，喂水泵 2 台、计量加热器 1 台、分离器 1 台、吊机 1 台、金刚砂及金属膜过滤器等组成。

ZH10 平台投产于 2005 年 10 月，2015 年 2 月完成了 6 井式井口就位，2017 年 9 月进行上部组块的改造，2017 年 12 月 29 日投入试生产。ZH10 平台由井口

平台、工艺平台、火炬桩组成，中间由栈桥连接。共有油井3口（ZH10A-1、ZH10A-2、ZH10A-3），平台生产的油气通过ZH10-ZH104、ZH104-登陆点海管，最后输送至海五联。目前ZH10平台3口油井全部关停。

三、环境保护设施运行情况

（一）生产水处理系统

该工程尚未安装生产水处理装置，没有进行生产污水处理设施运行效率监测。该工程尚未安装生产水处理装置，没有进行生产污水处理设施运行效率监测。

（二）生活污水处理系统

本次验收的开发三号平台有人值守，平台上设生活污水处理设施，该平台产生的生活污水经生活污水处理系统处理达标后排海。

（三）固体废物

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，定期运回陆上处理；在有人值守平台上设置生活垃圾收集装置，运回陆地接收处理。

（四）其他环境保护设施

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》已于2019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，满足环评及批复要求，平台配备了溢油应急设备，定期进行溢油应急演练。

四、污染物排放情况

1、生活污水

本次验收的开发三号平台有人值守，平台上设生活污水处理设施，该平台产生的生活污水经生活污水处理系统处理达标后排海。

2、固体废物

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，定期运回陆上处理。调查期间，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，平台及管道周围海域也未发现平台遗弃的垃圾。

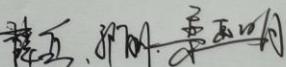
五、验收结论

根据竣工环境保护验收监测报告和现场核查情况，项目环保手续完备，技术资料齐全，执行了环境影响评价和“三同时”管理制度，基本落实了环评报告及环评批复中的各项环境污染防治措施，外排污染物符合达标排放要求，达到竣工环保验收要求。

验收组经认真讨论，认为中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂CBG4A、ZH10平台及配套工程在环境保护方面符合竣工验收条件，一致同意通过竣工环境保护验收。

五、建议

- 1、进一步提高环境风险防范意识，严格落实溢油应急计划，提高环境风险防控能力
- 2、加强各类环保设施的日常维护和管理，确保环保设施正常运转，各项污染物稳定达标排放。
- 3、在建设项目运营期，严格按照生态环境部对海洋石油勘探开发项目的要求执行，确保环境风险可控。

验收组：

2020年12月10日

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）： 中国石油化工股份胜利油田分公司海洋采油厂

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设 项 目	项目名称	埕岛油田东部区块开发工程 (CBG4A、ZH10 平台及配套工程)				项目代码		建设地点	渤海南部的浅海海域				
	行业类别	132 石油、页岩油开采				建设性质	<input checked="" type="checkbox"/> 新建 <input type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造			项目厂区中心 经度/纬度	118° 53' 28" , 38° 18' 1.5"		
	设计生产能力	/				实际生产能力	/	环评单位	中海石油环保服务(天津)有限公司				
	环评文件审批机关	原国家海洋局				审批文号	国海环字[2014]532号	环评文件类型	环境影响报告书				
	开工日期	2016年3月				竣工日期	2017年12月	排污许可证申领时间	/				
	环保设施设计单位	/				环保设施施工单位	/	本工程排污许可证编号	/				
	验收单位	国家海洋局烟台海洋环境监测中心站				环保设施监测单位	国家海洋局烟台海洋环境监测中心站	验收监测时工况	/				
	投资总概算(万元)	/				环保投资总概算(万元)	/	所占比例(%)	/				
	实际总投资(万元)	66764				实际环保投资(万元)	307	所占比例(%)	0.46				
	废水治理(万元)	307	废气治理(万元)		噪声治理(万元)		固体废物治理(万元)		绿化及生态(万元)		其他(万元)		
新增废水处理设施能力					新增废气处理设施能力		年平均工作时	8760h					
运营单位	中国石油化工股份胜利油田分公司海洋采油厂				运营单位社会统一信用代码(或组织机构代码)	91370500864742204M	验收时间						
污染 物排 放达 标与 总量 控 制 (工 业建 设项 目详 填)	污染物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)
	废水				252	0	252		0	/	/	/	252
	化学需氧量		139	300	0.035	0	0.035		0	/	/	/	0.035
	氨氮												0
	石油类												
	废气												
	二氧化硫												0
	烟尘												0
	工业粉尘												
	氮氧化物												0
	工业固体废物												
与项目有关的 其他特征污染 物												0	

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少。2、 $(12)=(6)-(8)-(11)$ ， $(9)=(4)-(5)-(8)-(11)+(1)$ 。3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升。

中国石油化工股份有限公司 胜利油田分公司海洋采油厂 QHSSE 委员会文件

胜海油 QHSSE 发〔2020〕34 号

关于海洋采油厂埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、 ZH10 平台及配套工程）竣工环境保护验收的意见

2020 年 12 月 10 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东营市东营区组织验收工作组（见附件）对《埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、ZH10 平台及配套工程）环境保护设施竣工验收监测报告》进行了审查，并对项目现场进行了检查，出具了验收专家意见（见附件），该项目不需要进行整改，认为项目具备竣工环境保护验收的条件。

本项目环境保护手续齐全，落实了环评及批复文件提出的各项环保措施和要求，环境污染防治和环境风险防范措施总体可行。

经研究，同意“埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、ZH10 平台及配套工程）”通过竣工环境保护验收。

在工程运营期间，应继续做好以下工作：

- 1、严格落实溢油应急计划，提高环境风险防控能力；
- 2、加强运营期各污染物处理处置措施的管理。

附件：验收工作组验收意见



附件：验收工作组验收意见

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂 CBG4A、ZH10 平台及配套工程环境保护设施竣工验收意见

根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的要求，2020年12月10日，胜利油田分公司安全环保质量管理部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，在东营市东营区组织召开了CBG4A、ZH10平台及配套工程环境保护设施竣工验收会议。参加会议的有建设单位胜利油田分公司安全环保质量管理部、中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂、验收监测单位国家海洋局烟台海洋环境监测中心站等单位代表，并邀请了3位专家。会上成立了环保设施竣工验收组（名单附后）。验收组听取了建设单位对该项目环保执行情况和编制单位对环境保护设施验收监测报告的汇报，对工程环境保护设施的建设、运行情况进行了现场核查，核实了有关资料。经认真讨论，形成竣工环境保护验收意见如下：

一、工程建设基本情况

该工程环保设施竣工验收包括2座石油平台。2座石油平台分别是CBG4A平台、ZH10平台，其中CBG4A平台为无人值守平台，与开发三号平台连接，开发三号平台是有人驻守平台，ZH10平台为无人值守平台。

二、工程变动情况

KF3平台1999年在天津塘沽胜保旺船厂改造，2001年11月投产，2003年8月底主机改造，改造为固定式平台。平台电力由CB812平台通过6KV海缆提供，由栈桥连接工艺及CBG4A井组平台及CBG4单平台。2016年3月改造，拆除1000方储油罐，新建高低压变配电室一座。

CBG4A井口平台建设于2001年1月，2016年新钻2口油井，利用已建的油井转为水源井。2017年1月20日投入试生产，CBG4A平台油井井口产出物与CBG4单井平台出口产出物在CBG4A生产平台加热、计量后，通过海底管线输送至CB805平台。CBG4单井平台有油井1口，污液罐1座。

CBG4A生产平台建设于2001年1月，后于2016年4月上部组块进行改造，2017年1月20日投入试生产，为本平台及CB812区块其他平台提供高压水，主要设施包括60m³注水罐一座、注水泵3台，喂水泵2台、计量加热器1台、分离器1台、吊机1台、金刚砂及金属膜过滤器等组成。

ZH10平台投产于2005年10月，2015年2月完成了6井式井口就位，2017年9月进行上部组块的改造，2017年12月29日投入试生产。ZH10平台由井口

平台、工艺平台、火炬桩组成，中间由栈桥连接。共有油井3口（ZH10A-1、ZH10A-2、ZH10A-3），平台生产的油气通过ZH10-ZH104、ZH104-登陆点海管，最后输送至海五联。目前ZH10平台3口油井全部关停。

三、环境保护设施运行情况

（一）生产水处理系统

该工程尚未安装生产水处理装置，没有进行生产污水处理设施运行效率监测。

（二）生活污水处理系统

本次验收的开发三号平台有人值守，平台上设生活污水处理设施，该平台产生的生活污水经生活污水处理系统处理达标后排海。

（三）固体废物

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，定期运回陆上处理；在有人值守平台上设置生活垃圾收集装置，运回陆地接收处理。

（四）其他环境保护设施

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》已于2019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，满足环评及批复要求，平台配备了溢油应急设备，定期进行溢油应急演练。

四、污染物排放情况

1、生活污水

本次验收的开发三号平台有人值守，平台上设生活污水处理设施，该平台产生的生活污水经生活污水处理系统处理达标后排海。

2、固体废物

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，定期运回陆上处理。调查期间，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，平台及管道周围海域也未发现平台遗弃的垃圾。

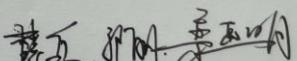
五、验收结论

根据竣工环境保护验收监测报告和现场核查情况，项目环保手续完备，技术资料齐全，执行了环境影响评价和“三同时”管理制度，基本落实了环评报告及环评批复中的各项环境污染防治措施，外排污染物符合达标排放要求，达到竣工环保验收要求。

验收组经认真讨论，认为中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂CBG4A、ZH10平台及配套工程在环境保护方面符合竣工验收条件，一致同意通过竣工环境保护验收。

五、建议

- 1、进一步提高环境风险防范意识，严格落实溢油应急计划，提高环境风险防控能力
- 2、加强各类环保设施的日常维护和管理，确保环保设施正常运转，各项污染物稳定达标排放。
- 3、在建设项目运营期，严格按照生态环境部对海洋石油勘探开发项目的要求执行，确保环境风险可控。

验收组: 

2020年12月10日

建设项目竣工环境保护验收成员表

项目名称：埕岛油田东部区块开发工程（CBG4A、ZH10 平台及配套工程）

日期：2020 年 12 月 10 日

验收组		姓名	单位	职称	签名	联系方式
组长 成员	建设单位	韦敏	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	韦敏	18054626836
		薛兵	东营市环境宣传教育中心	环评工程师	薛兵	15698085217
		郭丽	森诺科技有限公司	高级工程师	郭丽	15954651981
	技术专家	栾熙明	山东蓝普监测技术有限公司	高级工程师	栾熙明	18654632335
		王振法	中国石油化工股份有限公司胜利油田 分公司安全环保质量管理部	高级工程师	王振法	13325037267
		刘超	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	刘超	15564623319
	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	工程师	任登龙	13854626736
		验收单位	刘艳 国家海洋局烟台海洋环境监测中心站	高级工程师	刘艳	17705450886
	环评单位	孔令宇 中海石油环保服务（天津）有限公司	高级工程师	孔令宇		18600139053

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

本项目位于渤海南部的浅海海域，工程内容主要包括：CBG4A、ZH10平台及配套工程。

2、施工简况

建设单位要求施工单位严格按照合同中要求，在确保环境保护措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表及其审批意见中提出的生态保护工程和污染防治措施。

3、验收过程简况

2017年12月29日，项目完成建设；

2018年8月，建设单位海洋采油厂委托国家海洋局烟台海洋环境监测中心站承担该工程竣工环境保护设施验收工作；

2020年11月18日，海洋采油厂对该项目竣工日期进行了网上公示；

2020年12月，国家海洋局烟台海洋环境监测中心站进行了完成验收调查报告编制。

二、信息公开和公众意见反馈

1、信息公开

2020年11月18日，建设单位对该工程的竣工及调试日期进行了网上公示（<http://slof.sinope.com>），向公众公示本项目建设进度。

2、公众参与渠道

根据本项目特点和实际建设情况，建设单位采用电话（任登龙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。

本项目建设过程、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、“（三）加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，制定有针对性井控预案。在生产过程中加强实时监测，严发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施，杜绝局部超注超压”。

落实情况：从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水撬块，优化开展了洗井、测调等工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。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，未发生过因注水等原因导致的地质性溢油风险事故。

2、“（五）切实落实风险防范和应急措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资，并制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。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环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等部门

落实情况：海洋采油厂编制了《新北油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于2019年12月取得备案；各平台配备了应急设备，定期进行溢油应急演练。

四、整改工作情况

本项目不需要整改。

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

2020年12月17日